



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE DOS EFEITOS DE DIFERENTES
CONFIGURAÇÕES DOS RECURSOS DE
MANOBRA DE UM ALIMENTADOR RADIAL
NO LIMITE DE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

DANIEL MACHADO PUTTINI

Brasília, julho de 2014

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

**UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
FACULDADE DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**ANÁLISE DOS EFEITOS DE DIFERENTES CONFIGURAÇÕES
DOS RECURSOS DE MANOBRA DE UM ALIMENTADOR
RADIAL NO LIMITE DE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA**

DANIEL MACHADO PUTTINI

**TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO SUBMETIDO AO DEPARTAMENTO DE
ENGENHARIA ELÉTRICA DA FACULDADE DE TECNOLOGIA DA UNIVERSIDADE DE
BRASÍLIA, COMO PARTE DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO
GRAU DE ENGENHEIRO ELETRICISTA.**

APROVADA POR:

**RAFAEL AMARAL SHAYANI, Dr., ENE/UNB
(ORIENTADOR)**

**MARCO AURÉLIO GONÇALVES DE OLIVEIRA
(EXAMINADOR INTERNO)**

**FREDERICO DOURADO DA SILVA
(EXAMINADOR EXTERNO)**

BRASÍLIA, 10 DE JULHO DE 2014

FICHA CATALOGRÁFICA

PUTTINI, DANIEL MACHADO

Análise dos Efeitos de Diferentes Configurações dos Recursos de Manobra de um Alimentador Radial no Limite de Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica [Distrito Federal] 2014.

xiv, 143p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Engenheiro Eletricista, 2014)

Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

1. Geração Distribuída

2. Energia Solar Fotovoltaica

3. Limite de Injeção Radial

4. Recurso de Manobra

I. ENE/FT/UnB

II. Título (série)

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

PUTTINI, D. M. (2014). Análise dos Efeitos de Diferentes Configurações dos Recursos de Manobra de um Alimentador Radial no Limite de Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, 2014, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 143p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Daniel Machado Puttini.

TÍTULO: Análise dos Efeitos de Diferentes Configurações dos Recursos de Manobra de um Alimentador Radial no Limite de Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica.

GRAU: Engenheiro Eletricista

ANO: 2014

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias deste trabalho de conclusão de curso e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desse trabalho de conclusão de curso pode ser reproduzido sem autorização por escrito do autor.

Daniel Machado Puttini
AOS 6 Bloco B Apto 404
70.660-062; Brasília - DF - Brasil

*Dedico este trabalho à minha família
pelo apoio prestado ao longo de
toda a minha vida.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha mãe, Fabiana, pelo amor com que sempre me criou durante toda a minha vida e por ser meu grande exemplo de caridade e compaixão. Agradeço por sempre tentar buscar o meu bem estar e a minha felicidade.

Agradeço ao meu pai, Hélio, por ser meu exemplo de integridade, luta e ética na vida acadêmica e profissional que sempre me guiou durante as etapas da vida. Agradeço por nunca ter medido esforços para garantir as melhores condições para minha vida.

Agradeço à minha irmã, Priscilla, por ser exatamente a amiga que eu precisei em vários momentos da minha vida.

Agradeço à minha namorada, Bárbara, pela paciência, apoio e carinho incansáveis com que me tratou durante todos os momentos da minha vida acadêmica. Agradeço por sempre me mostrar um lado que não conhecia da vida que me faz querer vivê-la ao máximo todos os dias.

Agradeço ao meu orientador, Rafael, por todo o conhecimento que me foi passado e que fez este trabalho possível. Agradeço por buscar a minha preparação para o mercado.

Agradeço ao engenheiro, Daniel, pela grande disposição em me ajudar a montar o meu estudo desde o começo e por fazê-lo sempre de bom grado.

Agradeço aos meus amigos engenheiros da Gerência de Planejamento Elétrico - GRPE da CEB, Frederico, Arthur, Pedro e Ricardo, por nunca hesitarem em fornecer todos os dados que foram essenciais à realização deste trabalho.

Agradeço a todos os amigos que fiz durante o curso pelos momentos bons e ruins que compartilhamos que contribuíram para a excelência da minha formação e pelo conhecimento adquirido nos mais diversos momentos da vida acadêmica.

*"O ponto de partida de qualquer
conquista é o desejo"*

Napoleon Hill

RESUMO

ANÁLISE DOS EFEITOS DE DIFERENTES CONFIGURAÇÕES DOS RECURSOS DE MANOBRA DE UM ALIMENTADOR RADIAL NO LIMITE DE PENETRAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

O consumo energético mundial está aumentando constantemente devido ao crescimento populacional e às demandas cada vez maiores por equipamentos alimentados à energia elétrica para a manutenção do estilo de vida atual. Suprir este crescimento através de fontes de energia de origem fóssil implica em efeitos colaterais das mais variadas naturezas como, por exemplo, o aquecimento global. Neste contexto, a Geração Distribuída Fotovoltaica vem ao encontro da manutenção de um desenvolvimento sustentável para a sociedade. No entanto, a sua implementação traz consigo vários desafios que devem ser estudados, como a capacidade da rede de distribuição de implementar geradores distribuídos em suas residências. Os alimentadores de uma rede de distribuição comumente possuem recursos de manobra, que são elementos do circuito que possibilitam a alteração de sua distribuição de cargas, agregando versatilidade a sua operação. Este estudo trata dos efeitos resultantes da injeção de Geração Distribuída Fotovoltaica em larga escala à rede de distribuição. É feito um estudo de caso sobre a área de painel fotovoltaico máxima a ser instalada nos telhados das residências de um alimentador da Companhia Energética de Brasília (CEB) que a rede é capaz de suportar. Os resultados mostram que o alimentador apresenta alto grau de aderência à implementação da tecnologia e que a variação dos limites simulados para as diferentes configurações é relativamente pequena.

Lista de Figuras

| | |
|--|----|
| Figura 2.1 - Esquemático de um Sistema Elétrico Clássico | 10 |
| Figura 2.2 - Fluxo de Potência Unidirecional em Alimentador Radial | 11 |
| Figura 2.3 - Fluxo de Potência Bidirecional em Alimentador Radial | 12 |
| Figura 2.4 - Cadeia de Valor da Energia por Nível de Tensão..... | 13 |
| Figura 2.5 - Impactos da Geração Distribuída nas 3 Esferas do Sistema..... | 14 |
| Figura 2.6 - Comportamento da Tensão em Rede com Ajuste de TAP Automático. | 15 |
| Figura 2.7 - Ilustração do Problema do Ilhamento | 19 |
| Figura 2.8 - Exemplo Prático de Recurso de Manobra num Alimentador Radial | 22 |
| Figura 2.9 - Componentes Básicos de um Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede | 31 |
| Figura 2.10 - Classificação de Células Fotovoltaicas..... | 32 |
| Figura 3.1 - Variação de Tensão para um Alimentador Puramente Resistivo para os Casos de Potência Gerada Menor e Maior que a Potência Consumida..... | 38 |
| Figura 3.2 - Variação de Tensão para um Alimentador Puramente Indutivo para os Casos de Potência Gerada Maior e Menor que a Potência Consumida..... | 39 |
| Figura 3.3 - Exemplo Prático de Alimentador de 5 Barras | 43 |
| Figura 3.4 - As Configurações do Alimentador para as Diferentes Utilizações dos Recursos de Manobra com (Direita) e sem Geração Distribuída (Esquerda)..... | 44 |
| Figura 3.5 - Algoritmo Detalhado do 2º Passo do Método Proposto | 48 |
| Figura 3.6 - Subestação 10 da CEB Composta por 8 Alimentadores no Lago Sul | 52 |
| Figura 3.7 - Exemplo de Área Residencial Concentrada..... | 53 |
| Figura 3.8 - Exemplos de Centros Comerciais Isolados das Áreas Residenciais..... | 53 |
| Figura 3.9 - Alimentador 1006 e Parcial de seu 'Circuito Duplo'..... | 54 |
| Figura 3.10 - Esquemático dos Recursos de Manobra | 57 |
| Figura 3.11 - As 13 Configurações de Interesse do Alimentador 1006 da CEB | 58 |
| Figura 4.1 - Esquemático das Etapas de Análise..... | 65 |
| Figura 4.2 - Descrição das 3 Situações Tratadas | 69 |
| Figura 4.3 - Comparação das Estruturas das Configurações Base, 2 e 9 | 73 |
| Figura 4.4 - Ramos Pertencentes aos Padrões 1, 2 e 3 | 84 |

Lista de Gráficos

| | |
|---|----|
| Gráfico 2.1 - Fontes de Energia Primária Total Mundial Desde 1971 | 4 |
| Gráfico 2.2 - Geração de Energia Mundial por Combustível desde 1971 | 5 |
| Gráfico 2.3 - Distribuição Relativa de Geração por Tipo de Fonte..... | 6 |
| Gráfico 2.4 - Oferta Interna de Energia Elétrica por Fonte - 2012..... | 8 |
| Gráfico 2.5 - Projeção de Custo para os Dois Cenários | 30 |
| Gráfico 3.1 - Curva de Carga Típica Mensal de Unidades Consumidoras Residenciais com Consumo Médio de 500kWh a 1.000kWh por Mês | 60 |
| Gráfico 3.2 - Curva de Carga Típica Mensal de Unidades Consumidoras Comerciais com Consumo Médio de 1.000kWh a 5.000kWh por Mês | 61 |
| Gráfico 3.3 - Equivalências de HSP para Diferentes Perfis de Radiação Solar | 62 |
| Gráfico 4.1 - Influência da Tensão de Saída da Subestação no Número de Configurações Utilizáveis..... | 68 |
| Gráfico 4.2 - Influência da Tensão de Saída da Subestação Considerando Carregamento de 60% | 69 |
| Gráfico 4.3 - Influência da Variação do Carregamento com a Tensão de Saída da Subestação = 1,04 pu | 72 |
| Gráfico 4.4 - Influência da Variação da Tensão de Saída da Subestação com o Carregamento de 60% | 72 |
| Gráfico 4.5 - Corrente Medida em Relação à Capacidade de Corrente nos Ramos para as 3 Situações Descritas na Configuração Base em Dias Úteis | 75 |
| Gráfico 4.6 - Comportamento da Corrente dos Ramos Pertencentes ao Padrão 1 para as 6 Configurações Utilizáveis..... | 80 |
| Gráfico 4.7 - Comportamento da Corrente nos Ramos Pertencentes ao Padrão 2 para as Configurações Base, 10 e 12 | 81 |
| Gráfico 4.8 - Comportamento da Corrente nos Ramos Pertencentes ao Padrão 3 para as Configurações 6, 7 e 8..... | 82 |
| Gráfico 4.9 - Efeito do Recondutoramento no nº de Residências Auto-Suficientes Suportáveis pela Rede | 94 |

Lista de Tabelas

| | |
|--|----|
| Tabela 2.1 - Níveis de Tensão Considerados para Conexão de Micro e Minicentraís Geradoras..... | 26 |
| Tabela 2.2 - Requisitos Mínimos de Projeto em Função da Potência Instalada..... | 27 |
| Tabela 3.1 - Características das Seções Retas Simplificadas Utilizadas | 55 |
| Tabela 3.2 - Classificação das 13 Configurações Quanto à Operação das Chaves | 59 |
| Tabela 3.3 - Carregamento Médio no Período de Irradiância Solar | 63 |
| Tabela 3.4 - Demanda Instantânea Ponderada a 89% de Carregamento | 63 |
| Tabela 4.1 - Tensões Mínimas Medidas nas Barras para cada Tensão de Saída da Subestação para um Carregamento de 89% [pu] | 66 |
| Tabela 4.2 - Tensões Mínimas Medidas nas Barras para cada Tensão de Saída da Subestação para um Carregamento de 60% [pu] | 68 |
| Tabela 4.3 - Limite de Potência Ativa Instantânea que Pode Ser Instalada no Alimentador nas Situações 1, 2 e 3 [MW] | 70 |
| Tabela 4.4 - Potência Ativa Instantânea por Período e Tipo de Carga..... | 75 |
| Tabela 4.5 - Limites de Penetração de Potência Ativa Via Geração Distribuída Fotovoltaica | 76 |
| Tabela 4.6 - Limite da Área de Painéis Fotovoltaicos Permitidos para Todas as Residências do Alimentador por Configuração..... | 77 |
| Tabela 4.7 - Descrição dos Padrões 1, 2 e 3 de acordo com os Ramos..... | 82 |
| Tabela 4.8 - Comprimentos Agregados dos Padrões em Comparação com Comprimento do Alimentador | 85 |
| Tabela 4.9 - Comprimentos Agregados com o Ajuste do Padrão 1 | 85 |
| Tabela 4.10 - Análise de Módulos Fotovoltaicos nas Residências SEM Considerar Recondutoramentos | 87 |
| Tabela 4.11 - Análise de Módulos Fotovoltaicos nas Residências Considerando o Recondutoramento A..... | 87 |
| Tabela 4.12 - Análise de Módulos Fotovoltaicos nas Residências Considerando o Recondutoramento B | 87 |
| Tabela 4.13 - Análise de Módulos Fotovoltaicos nas Residências Considerando o Recondutoramento C | 87 |
| Tabela 4.14 - Variação dos Valores Relativos de acordo com o Recondutoramento | 88 |

| | |
|--|----|
| Tabela 4.15 - Acréscimo nos Limites de Penetração de Acordo com o Recondutoramento..... | 90 |
| Tabela 4.16 - Quantidade Permitida de Residências Auto-Suficientes por Configuração | 91 |
| Tabela 4.17 - Variação do Número de Residências que Podem Ser Auto-Suficientes .. | 92 |

Lista de Abreviaturas e Siglas

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

CEB Companhia Energética de Brasília

GD Geração Distribuída

GDFV Geração Distribuída Fotovoltaica

IEA *International Energy Agency*

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineers*

Mtep Mega tonelada equivalente de petróleo (≈ 11.500 GWh)

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

p.u. Por Unidade

UC Unidade Consumidora

Sumário

| | |
|--|-----------|
| 1. Introdução..... | 1 |
| 2. Revisão Bibliográfica | 3 |
| 2.1. Motivação | 3 |
| 2.1.1. Contexto energético mundial..... | 3 |
| 2.1.2. Contexto energético nacional | 7 |
| 2.2. Geração Distribuída | 10 |
| 2.2.1. Conceituação de Geração Distribuída | 10 |
| 2.2.2. Rede de distribuição clássica vs. rede de distribuição considerando Geração Distribuída..... | 11 |
| 2.2.3. Impactos da Geração Distribuída no sistema elétrico | 14 |
| 2.2.4. Recursos de manobra..... | 21 |
| 2.2.5. Normas vigentes sobre Geração Distribuída | 23 |
| 2.2.6. Desenvolvimento futuro de Geração Distribuída | 28 |
| 2.3. Sistema fotovoltaico conectado à rede..... | 30 |
| 2.3.1. Células fotovoltaicas | 31 |
| 2.3.2. Módulos fotovoltaicos | 33 |
| 2.3.3. Estrutura de suporte | 33 |
| 2.3.4. Inversor..... | 33 |
| 2.3.5. Medidor | 34 |
| 3. Método e Materiais..... | 35 |
| 3.1. Método | 35 |
| 3.1.1. Variáveis a serem consideradas | 35 |
| 3.1.2. Hipóteses adotadas | 40 |
| 3.1.3. O Algoritmo..... | 41 |
| 3.2. Materiais | 50 |
| 3.2.1. Ferramentas computacionais | 50 |
| 3.2.2. Alimentador da CEB | 51 |
| 3.2.3. Dados utilizados | 59 |
| 4. Resultados e Discussão..... | 66 |
| 4.1. Análise inicial | 66 |
| 4.1.1. Triagem de configurações | 66 |
| 4.1.2. Verificação de influências | 70 |
| 4.2. Análise dos limites de Geração Distribuída fotovoltaica e dos painéis fotovoltaicos nas residências..... | 76 |
| 4.2.1. Determinando valores de comparação para o estudo | 76 |

| | | |
|-----------|---|-----------------|
| 4.2.2. | Análise inicial dos resultados | 77 |
| 4.2.3. | Análise da capacidade dos ramos | 79 |
| 4.2.4. | Resultados dos recondutoramentos | 86 |
| 5. | Conclusão | 96 |
| | Referências Bibliográficas | 99 |
| | Anexos..... | 101 |
| | A - CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DAS SEÇÕES RETAS (CEB) | 102 |
| | B -CARREGAMENTO DOS ALIMENTADORES DA SE 10 (CEB) | 103 |
| | Apêndices..... | 105 |
| | A - DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR 1006 | 106 |
| | B - COMPORTAMENTO DAS CORRENTES RELATIVAS ÀS CAPACIDADES DOS RAMOS PARA TODAS AS CONFIGURAÇÕES E RECONDUTORAMENTOS..... | 114 |
| | C - DIAGRAMAS UNIFILARES DAS CONFIGURAÇÕES UTILIZÁVEIS..... | 138 |

1. Introdução

A fundação de qualquer sociedade, desde que se tem registro nos primórdios da humanidade, se baseia na utilização de energia. Ela é integralmente responsável pela manutenção da vida como a conhecemos hoje e como nossos antepassados viveram há milhares de anos. Atualmente, mais do que nunca, a energia se faz imprescindível para qualquer nação e, por isso, é um assunto que deve ser tratado ampla, porém cuidadosamente (Jenkins, et al., 2010).

A necessidade crescente por energia elétrica, contrapondo à preocupação por um desenvolvimento sustentável, traz à tona a discussão da geração distribuída como possível solução. O tema, difundido em diferentes escalas ao redor do globo, se mostra uma real oportunidade principalmente para os consumidores obterem um papel importante para a geração de um país.

No entanto, o advento da geração distribuída traz consigo uma série de variáveis ao setor elétrico que mudam o papel de seus componentes principais. No caso brasileiro, por exemplo, por questões normativas, a maior parte das responsabilidades de melhoria do sistema considerando consumidores com geradores distribuídos foi dada às empresas distribuidoras de energia elétrica.

Da leitura das normas, percebe-se um grande apoio à instalação de geradores distribuídos por parte dos consumidores. Entende-se que a instalação de um painel capaz de suprir integralmente o consumo de uma residência seria a meta a ser alcançada por parte dos consumidores. Por outro lado, uma grande quantidade de procedimentos e obrigações como, por exemplo, arcar com ampliações e reforços necessários em função da conexão de geradores distribuídos é papel das distribuidoras. Daí a necessidade de se estudar geração distribuída. Há grande interesse, por parte destas empresas, de tornar o seus serviços o mais custo-eficiente o possível. Isto porque é esperado que o consumidor que instalar geradores distribuídos, o fará com o máximo de potência permitido, procurando se tornar auto suficiente.

Estas situações esperadas compõem a grande motivação deste estudo, já que os dois lados mais afetados pelas normas, consumidor e distribuidora, têm interesses que não se somam, mas sim se contrapõem, o que faz a discussão mais enriquecedora.

Com este contexto em mente, o objetivo geral do trabalho é analisar os efeitos das diferentes configurações resultantes da combinação de recursos de manobra de um alimentador de topologia radial aérea nos limites de penetração de geração distribuída fotovoltaica que este sistema é capaz de suportar. O objetivo específico, por sua vez, é determinar a área de painel fotovoltaico que cada unidade consumidora residencial é capaz de instalar sem afetar fisicamente a rede de distribuição considerando estes recursos de manobra.

A estruturação do trabalho se faz da seguinte forma: o capítulo 2 apresenta a Revisão Bibliográfica, nela são apresentados o contexto energético atual, o estado da arte da geração distribuída fotovoltaica, os esforços normativos que já entraram em vigor sobre o assunto, os impactos da geração distribuída no sistema elétrico como um todo e o funcionamento de um sistema fotovoltaico conectado à rede.

No capítulo 3, por sua vez, é apresentado o método utilizado para determinar o limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica considerando as diferentes configurações do circuito através dos recursos de manobra. Logo após, é feita uma descrição de todos os materiais utilizados para se atingir o objetivo específico.

Já no capítulo 4, apresentam-se os resultados obtidos pela aplicação dos materiais apresentados ao método proposto no capítulo anterior, para a situação de um alimentador de distribuição radial real. Com a apresentação dos resultados, é feita a discussão do significado dos mesmos para um consumidor residencial deste alimentador e para a distribuidora.

Por último, no capítulo 5, é apresentada a consolidação das conclusões do estudo, juntamente com as sugestões e ideias de trabalho futuro que surgiram do desenvolvimento deste estudo.

2. Revisão Bibliográfica

Este capítulo tem por objetivo apresentar os aspectos que circundam o tema da geração distribuída dividido em 3 partes. Inicialmente são tratadas as motivações que levaram à elaboração deste trabalho, analisando a situação energética em âmbito mundial e nacional. Logo após, é descrita uma consolidação de estudos sobre a geração distribuída, desde a sua definição formal até os principais impactos no sistema elétrico e as regulamentações atuais sobre o assunto. Por último, são apresentados os elementos básicos de um sistema fotovoltaico conectado à rede, bem como suas funções.

2.1.Motivação

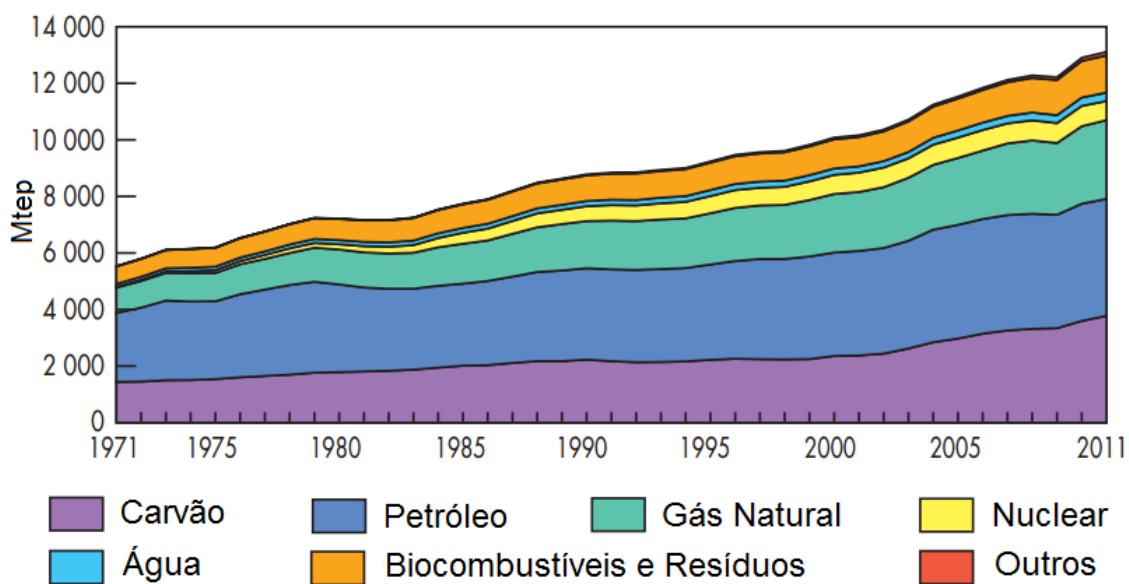
O desenvolvimento do presente estudo na área de geração distribuída somente se fez possível graças à conscientização acerca dos fatos mais relevantes sobre a situação energética mundial contemporânea. As características apresentadas aqui sobre as principais fontes de geração inseridas no sistema elétrico ao redor do globo e, especialmente no sistema elétrico brasileiro, faz o leitor refletir se o caminho sendo seguido se encontra rumo à melhor qualidade de vida para as próximas gerações.

O objetivo desta seção inicial é fornecer as principais informações sobre a situação de diversas fontes de energia em âmbito nacional e mundial e as motivações que serviram como base à estruturação do presente texto.

2.1.1. Contexto energético mundial

Para a manutenção da sobrevivência em sociedade, nos dias de hoje, necessita-se cada vez mais de equipamentos alimentados por energia elétrica e, por isso, o seu consumo tem aumentado em larga escala. A Agência Internacional de Energia (IEA) disponibiliza dados, periodicamente, contendo os balanços energéticos dos últimos anos filtrados por parâmetros como região e fonte energética. O Gráfico 2.1 mostra a distribuição da utilização de energia primária¹ no mundo desde 1971.

¹ Energia primária, segundo definição do Ministério de Minas e Energia (MME) é a soma dos produtos energéticos providos pela natureza em sua forma direta, tais como petróleo, gás natural, carvão mineral, resíduos vegetais e animais, energia solar, eólica etc.



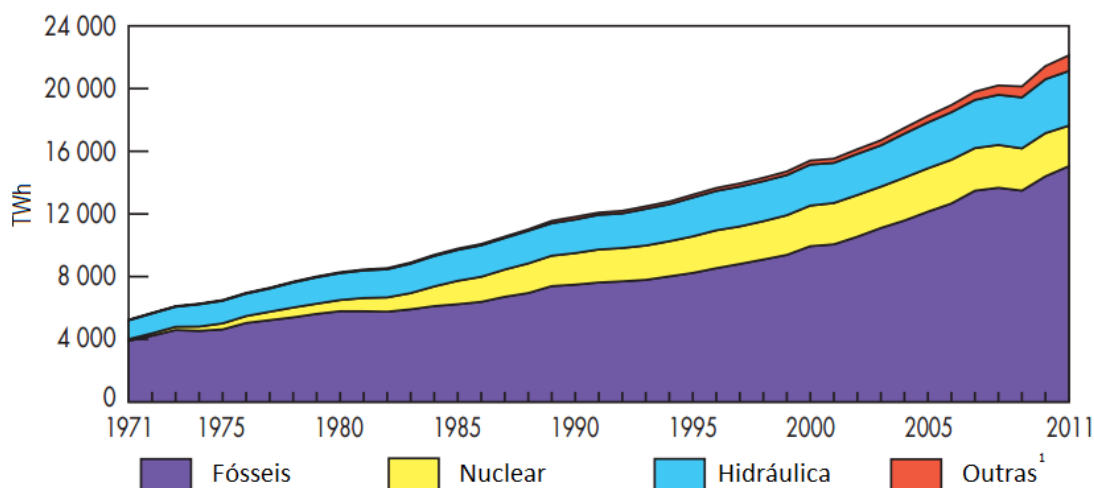
Fonte: International Energy Agency, 2013. *Key World Energy Statistics*, s.l.: IEA.

GRÁFICO 2.1 - FONTES DE ENERGIA PRIMÁRIA TOTAL MUNDIAL DESDE 1971

Da leitura do Gráfico 2.1 pode-se perceber que as três principais fontes energéticas neste período são de origem fóssil. Dessa informação pode-se inferir que a tendência mundial não considerava a preocupação com a sustentabilidade, no lugar, a única preocupação era obter o menor custo possível no processo. E assim, este formato que perdura até hoje, teve suas consequências percebidas por parte de alguns órgãos mundiais como a Organização das Nações Unidas (ONU) e o *Intergovernmental Panel on Climate Change* (IPCC).

O aumento da temperatura média global, juntamente com a necessidade crescente por energia, foram incentivos que fizeram vários países unir esforços para a disseminação de um comportamento mais sustentável, culminando no Protocolo de Kyoto, assinado em novembro de 1997 (ONU, 1998). O protocolo será discutido detalhadamente mais adiante.

A utilização destas fontes com a finalidade de geração de energia elétrica é descrita pelo Fonte: International Energy Agency, 2013. *Key World Energy Statistics*, s.l.: IEA. Gráfico 2.2, que apresenta a distribuição de fontes energéticas também desde 1971.



Nota:

(1) "Outras" englobam geotérmica, solar, eólica, calor dentre outras.

Fonte: International Energy Agency, 2013. *Key World Energy Statistics*, s.l.: IEA.

GRÁFICO 2.2 - GERAÇÃO DE ENERGIA MUNDIAL POR COMBUSTÍVEL DESDE 1971

Como era esperado, pode-se perceber que a utilização de combustíveis fósseis para a maioria dos fins de geração de energia elétrica é uma tendência bem definida. Esta margem de crescimento de mais de 200% nos últimos 40 anos (4.600 TWh em 1971 para 15.000 TWh, aproximadamente, em 2011) gera uma preocupação à sociedade acadêmica devido a não sustentabilidade a longo prazo.

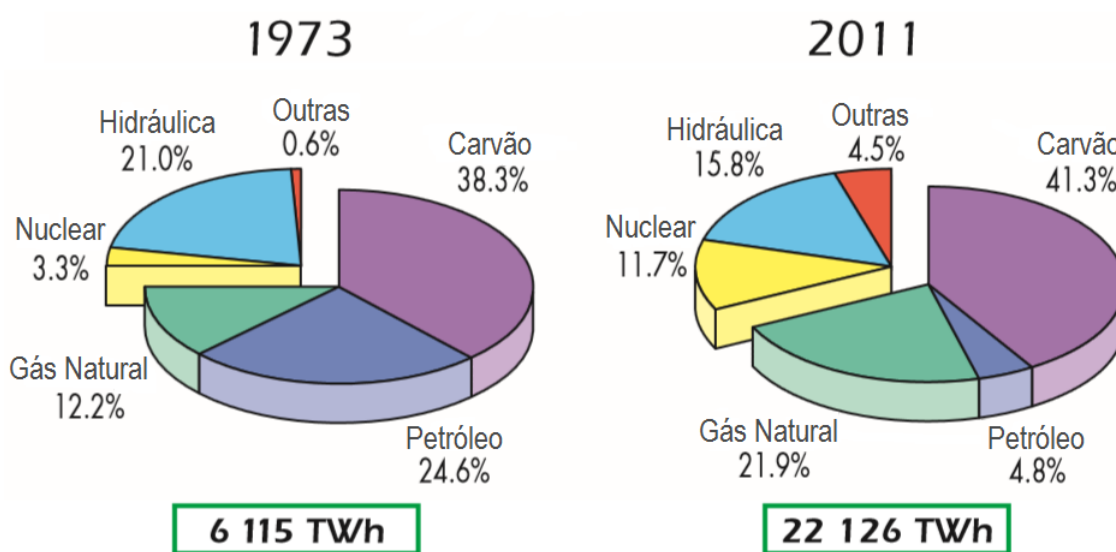
Por outro lado, houve um crescimento considerável na geração por parte de fontes renováveis como a hidráulica, solar, eólica e biocombustível, por exemplo, que fez que o valor relativo da geração fóssil caísse 7,1% como indicado no Gráfico 2.3. Porém, o valor relativo é pouco representativo se for considerado o crescimento total na demanda por energia elétrica. Ou seja, apesar de existir um aumento na utilização de fontes consideradas renováveis, a porcentagem de fontes não renováveis utilizadas ainda foi de 79,7% em 2011, o que corresponde a 17.634 TWh de energia elétrica. Neste gráfico, por fontes não renováveis quer-se dizer gás natural, petróleo, carvão e nuclear. As outras, hidráulica e *outras* englobam as fontes renováveis.

A percepção de que a geração total variou de 6.115 TWh para 22.126 TWh, ou seja, cresceu aproximadamente 260% neste período, volta a preocupação para a tendência praticamente incontrolável do crescimento populacional, juntamente com a

mudança do estilo de vida, que se tornou extremamente dependente de equipamentos eletrônicos. O que se espera dos países em relação ao crescimento populacional é que seus esforços sejam em direção a um desenvolvimento sustentável.

“O desenvolvimento sustentável é o desenvolvimento que encontra as necessidades atuais sem comprometer a habilidade das futuras gerações de atender suas próprias necessidades.”

Organização das Nações Unidas - ONU



Fonte: International Energy Agency, 2013. *Key World Energy Statistics*, s.l.: IEA.

GRÁFICO 2.3 - DISTRIBUIÇÃO RELATIVA DE GERAÇÃO POR TIPO DE FONTE

Como dito anteriormente, o Protocolo de Kyoto foi uma ação com papel preponderante acerca de atitudes esperadas por parte dos países. Ratificado em 1998, após ter sido discutido e negociado em 1997, o Protocolo de Kyoto tem como objetivo principal reduzir a emissão de gases poluentes e, conseqüentemente, o efeito estufa (Sabbag, 2009).

Apesar de assinado na década de 90, o protocolo somente entrou em vigor oficialmente em 16 de fevereiro de 2005 e ele possuía um cronograma em que os países tinham o dever de diminuir em 5,2% a emissão destes gases poluentes entre 2008 e 2012 (Sabbag, 2009). Esta foi a primeira fase do acordo. E os gases de interesse foram:

dióxido de carbono, gás metano, óxido nitroso, hidrocarbonetos fluorados, hidrocarbonetos perfluorados e hexafluoreto de enxofre.

Como medidas para atingir esta meta, era esperado que houvessem mudanças em vários setores da economia dos países responsáveis por grande parte destas emissões, dentre eles, o setor de geração de energia. Através do tratado, a expectativa neste setor era de um grande aumento do uso de fontes de energia limpa, que não produzem gases de efeito estufa como resultado da geração, como por exemplo, biocombustível, eólica, biomassa e solar.

A expectativa era de que o sucesso do Protocolo de Kyoto viesse a diminuir a temperatura global de 1,5°C a 5,8°C do que ela viria a ser no final do século XXI, a fim de evitar catástrofes climáticas (Sabbag, 2009).

Como representado pelos gráficos, a distribuição mundial de oferta de energia elétrica ainda demonstra que os combustíveis fósseis estão sendo utilizados em larga escala. E uma alternativa a esta tendência seria a implementação de geração distribuída fotovoltaica nos sistemas elétricos destes países, por exemplo. Este tipo de geração faz uso de fontes de energia limpa o que poderia diminuir o cenário de grande emissão de poluentes nestes países.

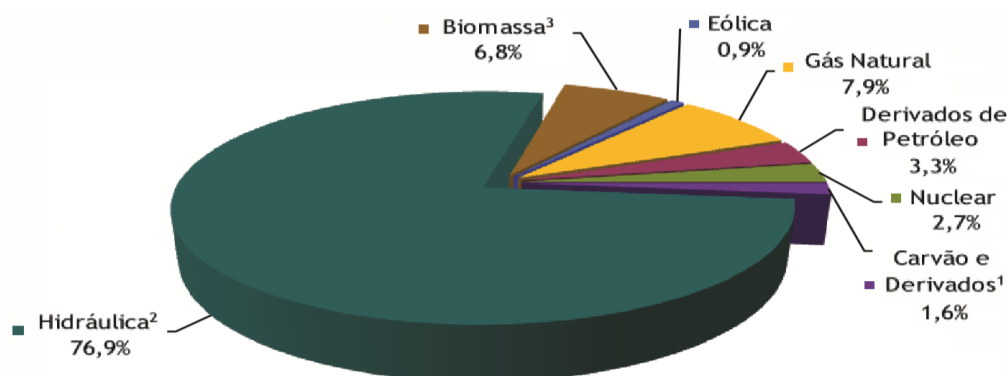
Como veremos a seguir, o Brasil não segue a mesma tendência mundial no que diz respeito às fontes de energia de origem fóssil. No entanto, apesar de contraintuitivo, é explicado porque também é interessante fomentar a geração distribuída no Brasil.

2.1.2. Contexto energético nacional

O Brasil, diferentemente do restante do mundo, possui uma matriz energética baseada em fontes renováveis, guiada principalmente pela alta escala de geração hidrelétrica existente. Somente esta corresponde a 70,1% da oferta interna de energia elétrica sem contar com as importações. Por outro lado, se estas forem contabilizadas, o valor relativo da geração hidrelétrica subiria para 76,9%. A situação da oferta de energia nacional contabilizando as importações é dada pelo Gráfico 2.4 (EPE, 2013).

Pode-se perceber pela análise do Gráfico 2.4 que a soma de todas as fontes consideradas renováveis (hidráulica, biomassa e eólica), englobam aproximadamente 85% da matriz energética nacional. Este valor vai contra a tendência global, como

discutido no item anterior, o que quer dizer que o Brasil é um país que tem dado uma grande contribuição no que diz respeito à baixa emissão de gases poluentes na geração de energia elétrica.



Notas:

¹ Inclui gás de coqueria

² Inclui importação de eletricidade

³ Inclui lenha, bagaço de cana, lixo e outras recuperações

Fonte: EPE, 2013. *Balanço Energético Nacional*, Brasília: Empresa de Pesquisa Energética.

GRÁFICO 2.4 - OFERTA INTERNA DE ENERGIA ELÉTRICA POR FONTE - 2012

Intuitivamente, pode-se pensar que não há a necessidade de se implantar novas fontes de geração de energia de forma sustentável já que o Brasil possui uma alta relação se comparado com o restante do mundo. Porém, esta conclusão deve ser feita considerando outras variáveis que não só a oferta atual de energia do Brasil.

O grande potencial hidrelétrico do Brasil foi sendo explorado com o tempo com a construção de várias usinas que seguiram a ordem de melhor custo benefício. Ou seja, com a certeza do aumento da demanda, será cada vez mais custoso e menos eficiente a implementação de novas usinas hidrelétricas, de forma que a tarifa de energia tenderá a aumentar. Estes fatos já estão apresentando resultados históricos: a geração hidrelétrica diminuiu em 2,6% na comparação de 2012 com o ano anterior, enquanto a geração por fontes não renováveis aumentou de 11,9% para 16,7% (EPE, 2013).

Além disso, apesar de a operação de uma usina hidrelétrica ser feita de forma sustentável, o que a caracteriza como uma forma de energia limpa, a sua construção causa grandes impactos no ambiente ao redor nas dimensões de flora e fauna. Atualmente, não é raro deparar com manchetes sobre revoltas indígenas e de órgãos de

proteção ambiental à construção de usinas hidrelétricas por causa, principalmente, do alagamento necessário para a sua construção (Shayani, Oliveira, 2008).

A expectativa de crescimento do consumo de energia elétrica no Brasil no horizonte até 2030 varia entre 3,5% e 5,1% ao ano (EPE, 2008). Logo considera-se que a geração total nacional atingiu 552,5 TWh em 2012, a faixa de valores que ela deve se enquadrar em 2030, considerando a expectativa de crescimento citada, deve ser de 1.026 TWh a 1.352 TWh. Isto quer dizer que, no mínimo, a geração deverá ser o dobro da de 2012, o que é uma meta difícil de ser alcançada.

Como em 2012 a capacidade instalada foi de 120,9 GW, na perspectiva mais otimista, deve-se admitir um aumento anual de aproximadamente 6,7 GW até 2030 para o suprimento da demanda crescente, o que, do ponto de vista prático, significa a entrada em operação de um usina com metade da capacidade da Usina Hidrelétrica de Itaipu, todo ano, até 2030. Ou seja, é um desenvolvimento que não pode ser considerado possível de ser mantido no cenário atual.

Com gerações distribuídas ao redor dos centros de carga, haveria um substancial alívio de carga a ser suprido por estas grandes usinas centralizadas e, assim, um menor aumento de capacidade instalada necessário anualmente.

Saindo do âmbito da geração, quanto mais centralizadas as usinas responsáveis por prover toda a energia necessária para abastecer o país, conseqüentemente, maior é a malha de transmissão que deve ser reforçada. Esta grande malha também causa impactos ambientais e econômicos decorrentes de perdas no sistema e seria demandado em menor quantidade caso fosse instalada geração distribuída em grande escala.

Tendo em vista o que foi exposto até agora, pode-se concluir que a demanda irá crescer e que a manutenção do desenvolvimento da energia hidrelétrica muito provavelmente será insuficiente. Somado a isso a tendência de que não pode ser considerado o aumento de geração por parte de fontes não renováveis, logo não é uma opção aumentar a geração de termelétricas, o caminho que se faz muito necessário ao Brasil é a disseminação e implementação de geração distribuída nos grandes centros de carga a fim de auxiliar o suprimento da crescente demanda.

2.2. Geração Distribuída

(Jenkins, et al., 2010)

No item anterior, foi enfatizado o porquê da existência deste trabalho, quais as motivações, o contexto energético em que o país e o mundo se encontram e daí a necessidade da geração distribuída. Agora neste capítulo são tratados os mais diversos aspectos que compõem este tema, desde a definição até normas que regulamentam a sua operação na rede.

2.2.1. Conceituação de Geração Distribuída

Geração distribuída é o tipo de geração não centralizada localizada próxima dos consumidores, independentemente da potência instalada (INEE, s.d.). Em um sistema elétrico clássico tem-se 3 grandes dimensões de estudo: geração, transmissão e distribuição (GTD). Nesta ordem, eles são alocados na rede de forma a apresentar um sentido único de fluxo de potência.



FIGURA 2.1 - ESQUEMÁTICO DE UM SISTEMA ELÉTRICO CLÁSSICO

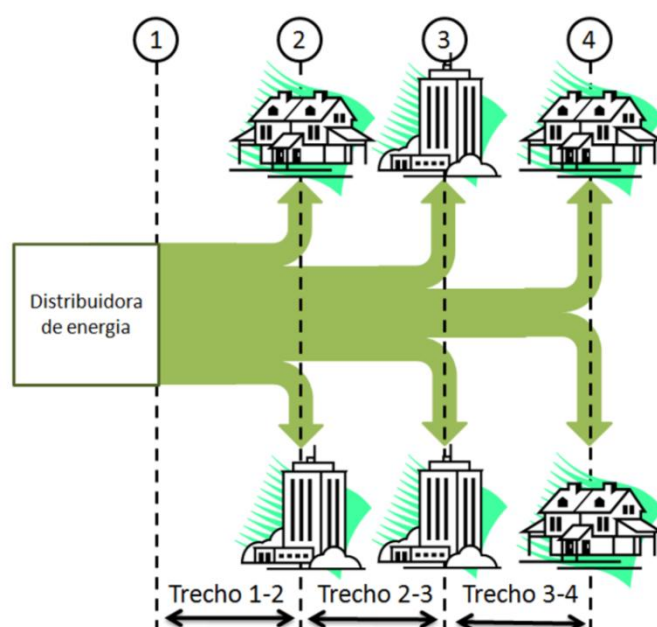
Num clássico sistema GTD, a usina geradora, podendo ser térmica, nuclear ou hidrelétrica, por exemplo, representa uma geração centralizada. Esta usina estabelece um fluxo de potência unidirecional que percorrerá as linhas de transmissão, e as redes de distribuição até encontrar a carga.

Já no modelo de sistema elétrico considerando geração distribuída, além da geração centralizada (usinas) tem-se geradores de potência instalada substancialmente menor operando em residências, que anteriormente eram modeladas somente como carga. Isso cria uma dualidade carga/gerador que muda o regime da rede.

Dessa forma, a chamada geração distribuída trata do desenvolvimento de conexões de pequenos geradores próximos às unidades consumidoras a fim de aliviar a carga das centrais geradoras, sendo fundamentalmente caracterizados por fontes renováveis de energia e de baixa potência instalada.

2.2.2. Rede de distribuição clássica vs. rede de distribuição considerando Geração Distribuída

O sistema elétrico teve origem com pequenas gerações alimentando cargas ao redor, comportamento que foi mantido desde o primeiro sistema de distribuição de energia elétrica feito por Thomas Edison em 1882 até meados de 1930 (IEEE, s.d.). No entanto, com o crescimento vertiginoso do consumo associado à necessidade de uma organização para controlar um sistema que fosse integrado e assegurar o suprimento de energia de forma econômica e segura, desencadeou-se uma transição deste sistema para um formato com grandes geradoras centralizados, alimentando cargas através de linhas transmissão e distribuição (Jenkins, et al., 2010).

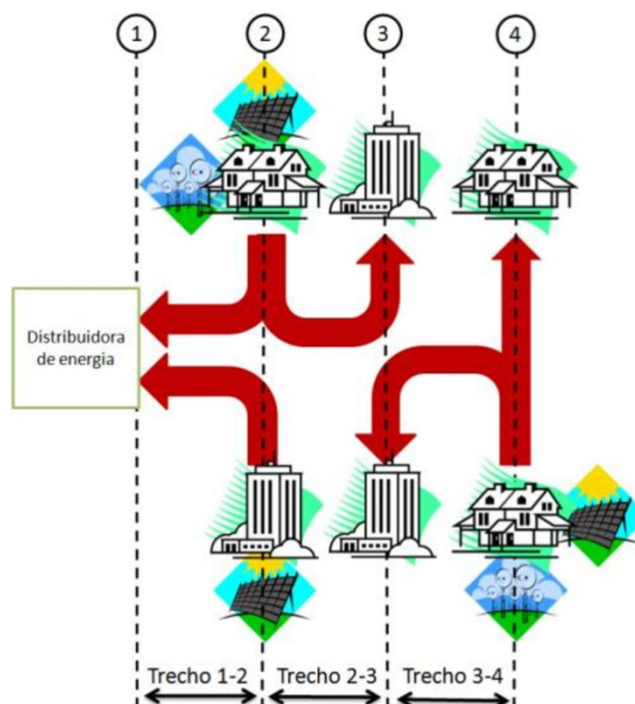


Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

FIGURA 2.2 - FLUXO DE POTÊNCIA UNIDIRECIONAL EM ALIMENTADOR RADIAL

Já na década de 1990, após a consolidação deste modelo clássico, começou a ser amplamente debatida a viabilidade de implantação de geração distribuída como alternativa de alívio de carga para estas grandes centrais. Guiada principalmente pela existência do Protocolo de Kyoto, o ato de gerar no sistema elétrico de forma distribuída encontraria várias dificuldades de implementação (Jenkins, et al., 2010).

No âmbito das barreiras encontradas à implementação de geração distribuída, pode-se citar que o fato do sistema elétrico de distribuição atual ter sido modelado e construído de acordo com o modelo clássico mencionado. Isso porque o sistema foi modelado para um fluxo de potência unidirecional e a geração distribuída traz consigo a constante operação da rede com fluxo de potência invertido.



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

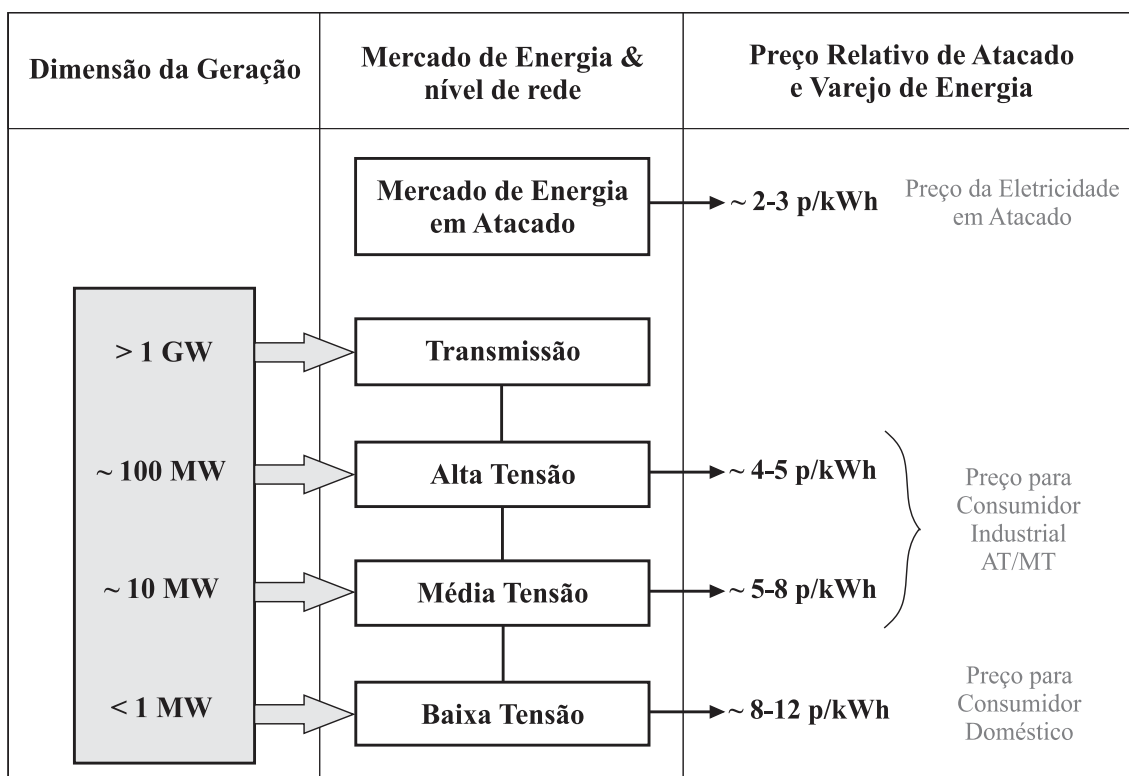
FIGURA 2.3 - FLUXO DE POTÊNCIA BIDIRECIONAL EM ALIMENTADOR RADIAL

Outro fator relevante reside na complexidade operacional introduzida pela geração distribuída na rede de distribuição, cuja operação, em especial no tocante aos sistemas de proteção e regulação de tensão requer rigoroso planejamento e supervisão, além do balanço geração-carga para a manutenção do equilíbrio dinâmico do sistema.

Atualmente, as grandes centrais geradoras prestam serviços ancilares como a regulação da tensão e adequação da frequência na saída do gerador. Isto quer dizer que, com o aumento do uso de geração distribuída, estes pequenos geradores deveriam arcar com os serviços ancilares citados. No entanto, isto seria complicado de se lidar

considerando que as próprias residências teriam responsabilidade por mudanças que afetariam todo o sistema.

No que diz respeito à estrutura tarifária, à medida que o nível de tensão diminui no sistema elétrico, o preço da energia aumenta, já que este é definido pela acumulação de custo advinda de serviços de transmissão e distribuição, como percebe-se pela cadeia de valor do mercado de energia apresentada na Figura 2.4.



Fonte: Jenkins, N., Ekanayake, J. & Strbac, G., 2010. *Distributed Generation*. (p.4) Londres, Inglaterra: Institution of Engineering and Technology.

FIGURA 2.4 - CADEIA DE VALOR DA ENERGIA POR NÍVEL DE TENSÃO

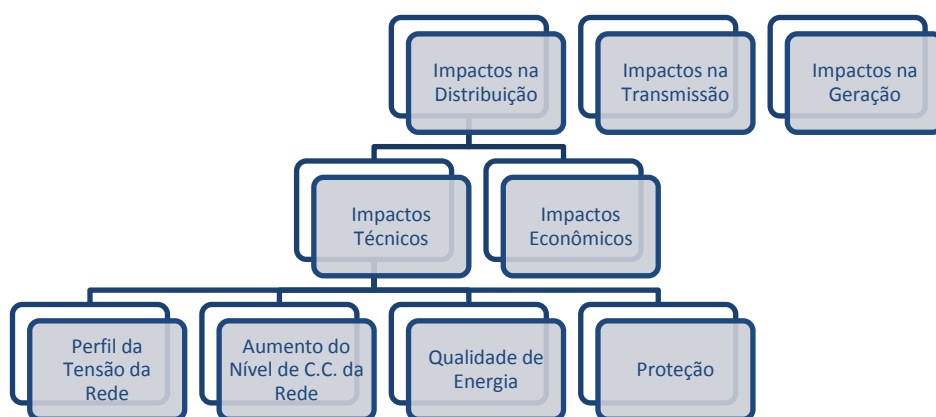
Dessa forma, a energia advinda de uma geração mais próxima da carga tem um custo razoavelmente menor de uso do sistema de transporte (transmissão e distribuição), o que faria seu preço sobressair na competição com o preço da energia por geração convencional.

No entanto, não é isso que acontece, pois esta diminuição de custo devido a logística não é reconhecida no presente cenário regulatório e comercial (Jenkins, et al., 2010).

2.2.3. Impactos da Geração Distribuída no sistema elétrico

Como mencionado anteriormente, a integração de geradores de menor porte no sistema elétrico impede que o sistema seja tratado e operado da forma clássica, especialmente no Brasil. Como este formato passivo foi o mais desenvolvido durante todo o século passado, vários dos problemas enfrentados pelas empresas que constituem o setor elétrico em todo o mundo já foram muito bem estudados, consolidados e hoje são de conhecimento comum. No entanto, inevitavelmente a geração distribuída traz consigo outros problemas a serem estudados e novamente consolidados para compor o portfólio de problemas mencionado.

Os impactos da geração distribuída no sistema elétrico podem ser mapeados, numa visão macro, em três aspectos igualmente relevantes e, então, desdobrados em outros subaspectos, como demonstrado pela Figura 2.5:



Fonte: Jenkins, N., Ekanayake, J. & Strbac, G., 2010. *Distributed Generation*. (p.4) Londres, Inglaterra: Institution of Engineering and Technology.

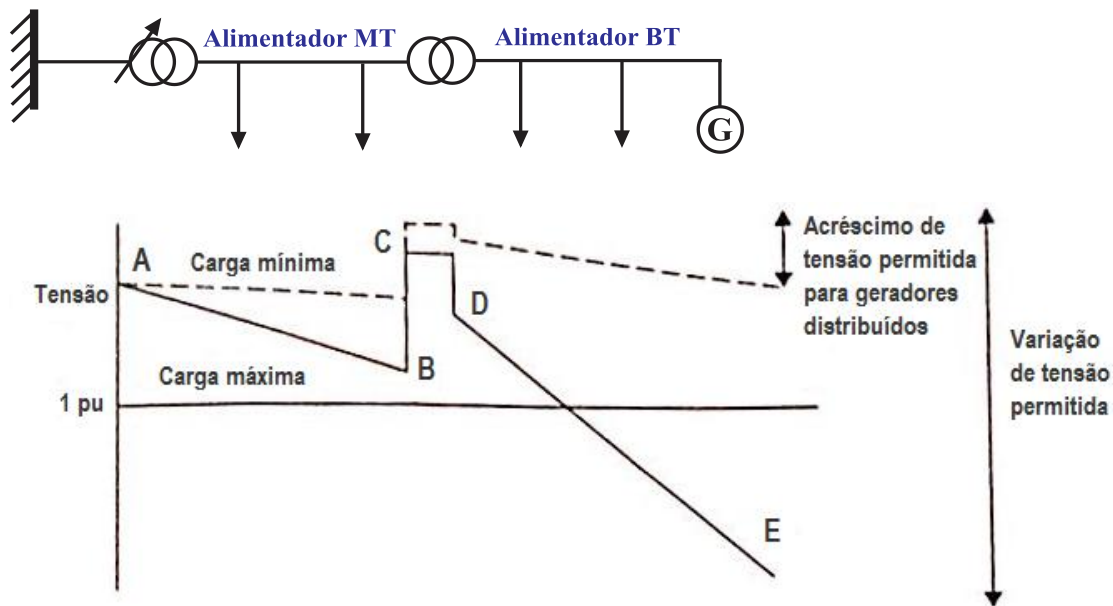
FIGURA 2.5 - IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS 3 ESFERAS DO SISTEMA

2.2.3.1. Impactos técnicos na distribuição

Mudança do perfil de tensão da rede

O comportamento da tensão em um alimentador de distribuição com ajuste de tap no transformador é dado pela Figura 2.6. O que deve-se concluir pela análise do gráfico é que mesmo para uma carga relativamente elevada, a tensão que alimenta a UC está dentro dos limites estabelecidos. O tap do trafo MT/BT é o responsável por

assegurar esta adequação aos limites pré-estabelecidos através da variação da sua relação de espiras para controlar a tensão na saída do transformador.



Notas:

- A: Tensão mantida constante pelo ajuste de tap do transformador de distribuição;
- A-B: Queda de tensão devido às cargas no alimentador de média tensão;
- B-C: Aumento de tensão devido ao ajuste de tap do transformador MT/BT;
- C-D: Queda de tensão no transformador MT/BT;
- D-E: Queda de tensão devido às cargas no alimentador de baixa tensão.

Fonte: Jenkins, N., Ekanayake, J. & Strbac, G., 2010. *Distributed Generation*. (p.13) Londres, Inglaterra: Institution of Engineering and Technology.

FIGURA 2.6 - COMPORTAMENTO DA TENSÃO EM REDE COM AJUSTE DE TAP AUTOMÁTICO.

No entanto, considerando-se a implementação de um gerador numa barra que contém o transformador MT/BT, o fluxo de potência e, conseqüentemente, o perfil de tensão da linha podem mudar severamente. A situação crítica a ser tratada ocorre quando há uma demanda baixa e uma geração alta, o que causaria uma inversão no fluxo de potência². Para uma rede de distribuição com carga relativamente baixa, o acréscimo ΔV de tensão causado pelo gerador distribuído pode ser dado pela Equação 2.1 (Jenkins, et al., 2010):

$$\Delta V = \frac{PR + XQ}{V} \quad (2.1)$$

² Seria necessária uma análise mais extensiva caso fosse considerada a conexão de cargas utilizando arranjo *spot network*. Isto porque este elemento não permite o fluxo inverso de corrente na rede para evitar o suprimento de possíveis falhas do circuito.

Onde P = potência ativa na saída do gerador, Q = potência reativa na saída do gerador, R = resistência do circuito, X = reatância do circuito e V = tensão nominal do circuito. Ou seja, a variação de tensão é dependente tanto da potência ativa como da reativa.

Em alguns casos o acréscimo de tensão pode ser limitado invertendo-se o fluxo de potência ativa (P). Isto pode ser alcançado utilizando um gerador de indução excitando uma máquina síncrona ou operando um inversor para absorver potência reativa (Jenkins, et al., 2010).

Inverter a potência reativa pode ser efetivo em linhas de distribuição aéreas de média tensão em que a razão X/R de sua impedância tende a ser maior, enquanto que em linhas de distribuição de BT o efeito resistivo é maior (potência ativa). Geralmente, somente geradores distribuídos muito pequenos podem ser conectados à baixa tensão.

Aumento do nível de curto-circuito de rede

Os geradores rotativos, tanto máquinas de indução como máquinas síncronas, contribuem para o aumento do nível de curto-circuito da rede. Isto acontece porque normalmente muitos tipos de geradores distribuídos de maior porte conectam diretamente suas máquinas rotativas à rede.

A geração distribuída gera um aumento da potência de curto-circuito, o que gera, por sua vez, a necessidade de um dimensionamento maior por parte do sistema de proteção. Este dimensionamento significa a troca dos equipamentos, o que gera muito custo para a distribuidora.

Em áreas urbanas, onde o nível de curto-circuito existente se aproxima da corrente nominal dos equipamentos de proteção, este aumento pode se tornar um sério impeditivo para o desenvolvimento da geração distribuída (Jenkins, et al., 2010). Aumentar o nível de curto-circuito de comutadores e cabos pode ser extremamente caro e de difícil implementação.

Este aumento pode ser reduzido por parte da geração distribuída introduzindo impedância entre o gerador e a rede, por exemplo com um transformador de acoplamento, ou um reator, mas contabilizando-se o aumento de perdas e variações de tensão mais amplas no gerador (Jenkins, et al., 2010).

Em resumo, o equilíbrio entre o nível de curto-circuito e as perdas do sistema relativas à inserção da geração distribuída é a melhor modelagem que se pode obter para este tipo de sistema.

Qualidade de energia

São dois os aspectos mais relevantes quanto a análise da qualidade de energia de qualquer sistema elétrico. São eles (Jenkins, et al., 2010):

- Transitório de Tensão
- Distorção Harmônica

Como será mostrado, a aplicação de geração distribuída pode melhorar ou piorar a qualidade da tensão que chega às unidades consumidoras, diferentemente da lógica intuitiva de que só pioraria.

Se houverem mudanças drásticas de corrente durante a conexão e desconexão de um gerador distribuído, pode-se esperar problemas no âmbito de transitórios de tensão. A modelagem precisa e a implantação correta do gerador pode limitar o transitório de corrente. No entanto, geradores de indução conectados diretamente a uma rede de capacidade limitada dependem tanto do conhecimento dos consequentes transitórios, que a sua modelagem é profundamente limitada por eles.

Os geradores síncronos, embora possam ser conectados à rede com mais confiabilidade se sincronizados corretamente, podem causar quedas significantes de tensão quando desconectados a plena carga (Jenkins, et al., 2010).

Como mencionado, a adição de um gerador rotativo na rede contribui para o aumento do nível de curto-circuito da rede de distribuição. Um dos efeitos disto é que quaisquer variações de cargas advindas das unidades consumidoras, ou até mesmo falhas na rede, resultam numa menor variação de tensão, que por sua vez significa uma maior qualidade de energia. (Jenkins, et al., 2010).

Os harmônicos são inseridos nas preocupações quando da incorreta modelagem do gerador em conjunto com as interfaces da eletrônica de potência na rede. A capacitância parasita das extensas linhas do sistema ou a correção do seu fator de potência com capacitores *shunt* combinados com a reatância de transformadores ou

geradores, podem criar ressonâncias próximas às frequências dos harmônicos produzidos pelas interfaces mencionadas anteriormente (Jenkins, et al., 2010).

Proteção

A geração distribuída afeta diferentes aspectos da proteção da rede. Os mais importantes a serem citados são (Jenkins, et al., 2010):

1. Proteção do gerador distribuído a falhas internas;
2. Proteção da rede de distribuição com falha da corrente de curto-circuito advinda do micro ou minigerador distribuído;
3. Impacto da geração distribuída na proteção do sistema de distribuição existente.

A proteção do gerador a falhas internas ocorre de forma relativamente direta. A corrente de curto fluindo da rede de distribuição é utilizada para detectar a falha e, com isso, as técnicas utilizadas tradicionalmente para proteger um motor de grande porte são apropriadas.

O segundo aspecto da proteção se torna mais difícil de tratar devido a sua complexidade. Geradores de indução não conseguem suprir correntes de falta de curto-circuitos trifásicos balanceados e a sua contribuição a curtos assimétricos é limitada. Já os geradores síncronos pequenos requerem excitadores sofisticados e circuitos fortalecedores de campo se eles tiverem que prover corrente de curto significativa acima de sua corrente de plena carga. Logo, é usual contar com a proteção do sistema de distribuição e com a corrente de curto da rede para lidar com qualquer falha do circuito e, assim, isolar o gerador distribuído para benefício do sistema.

A geração distribuída pode afetar também a operação da rede de distribuição existente, pois pode prover correntes de curto-circuito que não foram antecipadas no dimensionamento do sistema de proteção, na época. A contribuição de falha de um micro ou minigerador distribuído pode auxiliar a tensão da rede e levar à diminuição do alcance de relés de distância, afetando a sua confiabilidade.

Ilhamento não-intencional

A condição de ilhamento ocorre quando uma porção eletricamente isolada do sistema de distribuição é alimentada pela central geradora, neste caso, provida pela subestação de distribuição. O caso em que se denomina não intencional ocorre quando

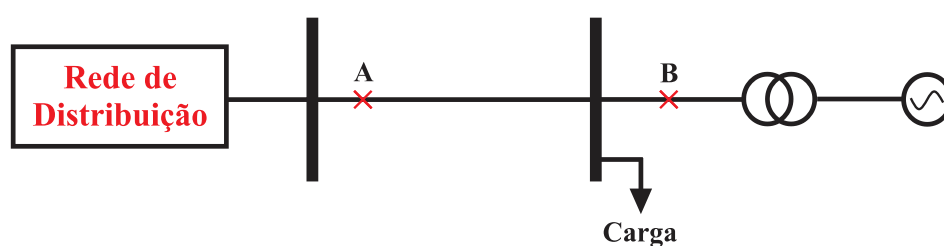
uma parte da rede, contendo geração distribuída e carga, se isola do restante da rede. Isto pode acontecer por diversas razões, dentre as quais uma desenergização intencional para uma manutenção necessária, ou uma operação equivocada de um ou mais recursos de manobra.

Existem duas condições que simultaneamente ocorrem quando se observa esta particularidade, são elas:

- Dado que a alimentação principal ficou indisponível, por exemplo, deve haver equilíbrio entre geração e carga;
- A proteção do inversor deve ter falhado em detectar a condição da alimentação principal.

Com isto em mente, pode-se citar vários riscos atrelados a esta não intencionalidade, tais como:

- Risco de vida, já que aquela parte da rede pode estar energizada no momento de uma manutenção.
- Risco de danos a equipamentos das unidades consumidoras, já que os parâmetros de rede não são controlados mais pela distribuidora.
- No momento do restabelecimento da rede elétrica, pode haver algum tipo de interferência, sendo difícil de prever os possíveis resultados.



Fonte: Jenkins, N., Ekanayake, J. & Strbac, G., 2010. *Distributed Generation*. (p.17) Londres, Inglaterra: Institution of Engineering and Technology.

FIGURA 2.7 - ILUSTRAÇÃO DO PROBLEMA DO ILHAMENTO

A Figura 2.7 ilustra um exemplo de ilhamento ocorrendo em um ramal de um alimentador composto por uma barra que possui um gerador e uma carga. Neste caso, se ocorrer um transiente que faça o relé A abrir, pode ocorrer que a corrente de curto-

circuito do gerador seja insuficiente para que o relé B a detecte e opere. Assim, o gerador pode continuar alimentando a carga, causando o ilhamento.

Se a saída do gerador for capaz de suprir a demanda de potência ativa e reativa da carga de forma muito próxima da normalidade, então não haverá diferença nem na frequência nem na tensão da seção ilhada. Daí surge o problema, pois isto deve causar uma falha na operação do esquema de disparo sequencial quando da tentativa de recomposição do circuito.

2.2.3.2. Impactos econômicos na distribuição

Colocando de forma simples, a localização de geradores distribuídos por si só confere uma variável com relação às perdas da rede causadas pela diminuição da demanda a ser suprida pelas centrais geradoras. Estas necessitariam de muito mais comprimento de linha para atender aos mesmos clientes, ou seja, se um pequeno gerador for localizado próximo a uma carga relativamente alta, então as perdas da rede serão diminuídas já que parte das potências ativa e reativa serão supridas pelo próprio gerador percorrendo uma distância muito menor. No entanto, se este gerador não estiver localizado perto da carga, mas sim bem longe, só estará contribuindo para o aumento destas perdas.

Outro agravante é a variação do valor da energia elétrica à medida que a quantidade de carga na rede aumenta. Pensando nisso, uma diminuição nas perdas gera uma diminuição de custos de manutenção e, conseqüentemente, uma diminuição nas tarifas de energia por parte da distribuidora.

2.2.3.3. Impactos da Geração Distribuída na transmissão

Analogamente à redução de perdas no sistema de distribuição, a geração distribuída reduz as perdas do sistema de transmissão (já que este está literalmente ligado ao funcionamento da rede de distribuição). Se existe menos demanda por parte do sistema de distribuição, existe menos demanda por parte do sistema de transmissão.

Dessa forma, a principal consequência dessa redução numa rede de transmissão de malha complexa é uma menor utilização do sistema de transmissão em si. Que, por sua vez significa uma menor TUST - Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão

(ANEEL, 2004). Isto porque o cálculo da TUST varia a cada ciclo tarifário com o fator de atualização, que considera o crescimento da rede e a entrada de novos geradores.

2.2.3.4. Impactos da Geração Distribuída na central geradora

Considerando a dinâmica básica da geração distribuída, à medida que novos pequenos geradores são instalados de forma dispersa, englobando demandas próximas, esta mesma quantidade deve ser aliviada das centrais geradoras para manutenção do balanço geração/carga.

Como consequência principal à geração centralizada, a geração distribuída reduz o nível médio da potência na saída das grandes centrais, o que na teoria é um ponto bom, porém aumenta a sua variância em razão do aumento de incerteza que a geração distribuída agrega ao sistema.

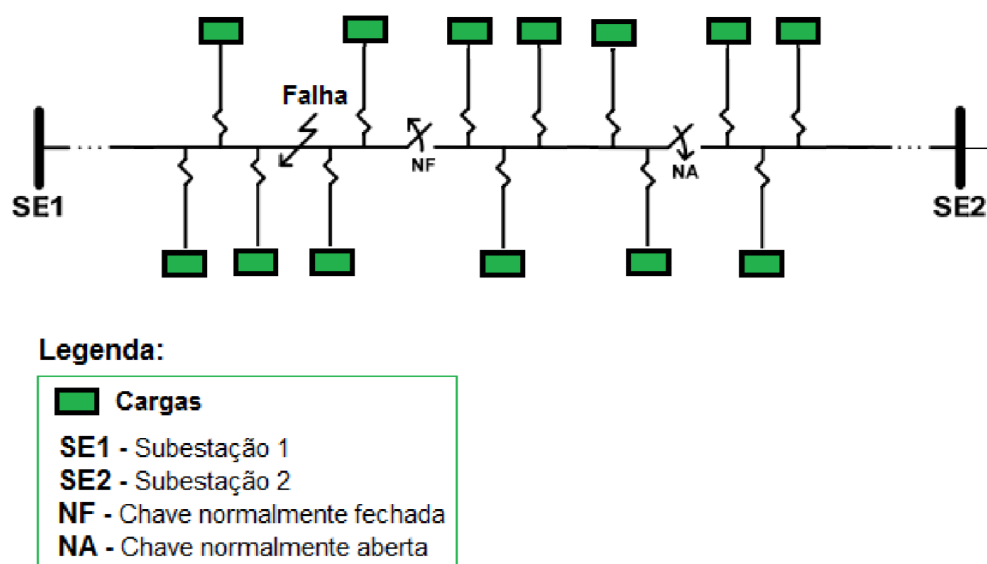
De acordo com o que já foi dito anteriormente sobre a permanência dos serviços de controle anciliares, nas centrais geradoras, analisando um horizonte maior em que a geração distribuída foi amplamente implantada, pode-se ter a desconexão de uma central inteira, complicando a situação destes serviços (controle de tensão e regulação de frequência).

2.2.4. Recursos de manobra

A disposição de uma rede em série (em oposição à rede em malha, por exemplo) tem como aspecto positivo principal a facilidade da operação do sistema de proteção em cessar curtos. Porém, também possui alguns problemas estruturais, as cargas localizadas mais próximas da subestação estão menos suscetíveis a faltas do que as mais afastadas. Isso resulta num excesso de carregamento nos condutores mais próximos (troncos) e uma queda de tensão acentuada nos condutores localizados ao final dos alimentadores (ramais) (Sperandio & Coelho, 2008).

Dado a existência deste problema, os chamados recursos de manobra são alterações de conexão feitas na rede para diminuir esta suscetibilidade das cargas a qualquer falta que ocorra a montante delas. O sistema de manobra é composto basicamente de chaves que operam abertas ou fechadas e a sua utilização num momento de emergência, quando cabível, é justamente mudar a sua posição normal.

Existem duas denominações muito utilizadas pelos profissionais de sistemas de distribuição para descrever estes simples modos de operação das chaves, são elas: NF e NA. A primeira significa 'normalmente fechada' e a segunda, 'normalmente aberta'. As chaves na operação NF são utilizadas usualmente no tronco do alimentador como forma de recurso para abertura na ocasião de um curto a jusante. Já as chaves NA são utilizadas comumente entre alimentadores como forma de manter a alimentação por outra via. Essa transferência de carga se dá fechando uma destas chaves NA e abrindo a chave NF que fizer mais sentido (Sperandio & Coelho, 2008). A Figura 2.8 ilustra, de forma simplificada, um alimentador radial numa situação de falha com a operação de dois recursos de manobra. A chave normalmente fechada abre, a fim de não comprometer o atendimento às cargas à jusante. E a chave normalmente aberta, por sua vez, fecha para consolidar a alimentação das mesmas.



Fonte: Ferreira, A. A., 2013. *Determinação do Limite de Penetração de Geração Distribuída em Alimentadores Radiais Considerando Recursos de Manobra*, Brasília: UnB.

FIGURA 2.8 - EXEMPLO PRÁTICO DE RECURSO DE MANOBRA NUM ALIMENTADOR RADIAL

Depois da preocupação com a proteção do sistema, deve-se sempre analisar a capacidade de cada um dos condutores que compõem os alimentadores em cada trecho do circuito, pois com a nova configuração da rede, ter-se-á um carregamento do alimentador que supriu as cargas do alimentador que sofreu a falta. Dessa forma, o

dimensionamento destes cabos deverá ser feito contabilizando a possibilidade de recursos para que não haja sobrecarga.

2.2.5. Normas vigentes sobre Geração Distribuída

A seguir são apresentadas duas importantes leituras para guiar o estudo em questão. A resolução normativa (REN) nº 482 de 2012 e o módulo 3 dos procedimentos de distribuição (PRODIST), ambos de autoria da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), são esforços de padronização e, de certo modo, da disseminação desta nova prática para todos os consumidores do Brasil.

2.2.5.1. Resolução normativa nº 482 da ANEEL

No que tange à normatização sobre geração distribuída, a Resolução Normativa nº 482 (ANEEL, 2012) é a formalização mais atual dos direitos e deveres que cada agente do sistema de distribuição deve seguir para assegurar que as denominadas mini e microgerações distribuídas estejam regularmente estabelecidas neste novo cenário de faturamentos e compensações.

Primeiramente, cabe definir o que são as chamadas microgeração e minigeração distribuídas no âmbito do sistema de distribuição. A definição de microgeração distribuída engloba geradores com potência ativa instalada de até 100kW, localizados nas unidades consumidoras. E a fonte de energia deve pertencer ao leque das consideradas alternativas, são elas: solar, eólica, biomassa, hidráulica e cogeração qualificada. Quanto à minigeração distribuída, esta difere do conceito anterior simplesmente no limite da potência nominal do gerador que, por sua vez, varia entre 100kW e 1MW.

A definição mais importante abordada na resolução é a do chamado Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Mais conhecido pelo seu termo em inglês *net metering*, ele é o responsável pela nova dinâmica que o sistema de distribuição apresentará, uma vez presentes unidades consumidoras com geradores instalados operando regularmente e nos moldes definidos acima. Sucintamente, o papel deste sistema é garantir que a energia gerada por estas unidades seja abatida do seu consumo.

Porém, existem particularidades no mesmo ciclo de faturamento, ou no ciclo subsequente, dependendo da quantidade relativa de geração e do grupo ao qual pertence a unidade. Em outras palavras, existem dois casos: no primeiro, a geração não supera o consumo no ciclo de faturamento e no segundo, a geração supera. No primeiro caso, o valor do faturamento naquele mês será dado por:

$$\text{FATURAMENTO} = (\text{CONSUMIDO} - \text{GERADO}) \times \text{TARIFA}$$

Já no segundo caso, em que o faturamento seria negativo, a energia remanescente será utilizada pela distribuidora para atender a outras unidades e, no ciclo de faturamento subsequente, este mesmo valor de consumo será abatido do faturamento, obedecida a diferença entre postos de tarifação quando cabível.

Embora de definição relativamente simples, alguns adendos devem ser feitos para melhor entender o funcionamento do sistema. Começando do fim para o início: o consumo a ser feito posteriormente, no segundo caso, deve ser pela mesma unidade ou por outra previamente cadastrada com o mesmo CPF ou CNPJ da geradora dos créditos e cabe ao consumidor definir a ordem de prioridade das unidades participantes. Outro ponto importante é que a potência ativa a ser injetada na rede através de uma mini ou microgeração distribuída será contabilizada oficialmente pelo sistema de compensação de energia elétrica a título de *empréstimo gratuito*, de forma que a unidade consumidora receberá um crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida em até 36 meses.

Finalmente, a razão de ter-se citado a diferença entre os postos de tarifação para caracterizar a quantia em energia a ser consumida posteriormente pela unidade é que, dependendo da sua classificação em Grupo A ou B, o sistema irá se atentar para a razão entre as tarifas dos postos em que houve excesso de geração ou de consumo.

Os consumidores do Grupo A englobam, em sua maioria, indústrias e estabelecimentos comerciais. Eles são atendidos por tensão igual ou superior a 2,3kV e qualificados em tarifa binômia, enquanto as unidades consumidoras pertencentes ao Grupo B, caracterizadas por tensão menor que 2,3kV, são regidas por uma tarifa monômia. Geralmente as unidades residenciais são pertencentes ao Grupo B e, por isso, possuem suas tarifas aplicáveis apenas ao consumo de energia ativa. No Grupo A, diferentemente, a tarifa é aplicável à potência ativa (demanda contratada) e a energia ativa. (ANEEL, 2010)

De posse dessas informações, pode-se concluir que não seriam adequados alguns casos de faturamento. Por exemplo, se ao final de um ciclo de faturamento, uma indústria teve um balanço energético positivo em 100kWh no horário de ponta e negativo em 300kWh no horário fora ponta, não seria correto simplesmente descontar 100kWh dos 300kWh porque existe uma relação entre as tarifas que faz que o valor da energia varie nestes postos tarifários. Desse modo, o que o sistema fará para compensar uma unidade geradora de tarifa não-monômica é utilizar a relação entre as componentes TE³ dos diferentes postos para uma correção do crédito em energia, o que garantiria, no exemplo anterior, um desconto superior a 100kWh no horário fora-ponta. Esta análise ficará ainda mais complicada quando da vigência da Tarifa Branca (ANEEL) para os consumidores que tiverem, pela definição, uma mini ou microgeração distribuída e que decidirem aderir tanto ao sistema de compensação quanto a nova tarifa. A adesão, opcional por parte dos consumidores do Grupo B, faz sua nova tarifação se tornar trinômica.

Além destas definições, a norma também consolida algumas informações práticas tanto para a distribuidora quanto para o consumidor. Estas informações estão dispostas abaixo:

- O consumidor pode ou não aderir ao sistema de compensação de energia elétrica;
- O consumidor deverá arcar com os custos de instalação do mini ou microgerador, enquanto que a distribuidora deverá arcar com os custos de possíveis ampliações ou reforços na rede em função da conexão deste mini ou microgerador;
- Somente podem fazer parte do Sistema de Compensação de Energia Elétrica unidades consumidoras que possuam minigeradores ou microgeradores instalados conforme regulamentação;
- Não é necessária a assinatura de quaisquer contratos de uso ou conexão à rede em adição àqueles relativos à unidade consumidora, sendo suficiente um documento específico para cada tipo de geração distribuída. Para minigeradores,

³ TE: Valor monetário unitário determinado pela ANEEL em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento referente ao consumo de energia (ANEEL, 2012).

deve-se formalizar uma *celebração de acordo operativo*, já para microgeradores, um *relacionamento operacional* é suficiente.

2.2.5.2. PRODIST módulo 3 Seção 3.7

Os Procedimentos da Distribuição são definições elaboradas pela ANEEL e outros agentes da distribuição com o intuito de padronizar todos os aspectos que envolvem o pleno funcionamento e desempenho do sistema de distribuição. O PRODIST (ANEEL, 2012) possui 9 Módulos que abrangem as mais diversas particularidades do sistema de distribuição, desde o planejamento da expansão até a qualidade de energia elétrica.

No que tange à geração distribuída, há uma seção do Módulo 3 - Do Acesso ao Sistema de Distribuição - que descreve alguns procedimentos de acesso que podem ser estendidos à micro e minigeradores. No entanto, a fim de preservar a área do estudo em questão, são abordados somente os aspectos técnicos relacionados à conexão de geradores distribuídos e não os contratuais e de viabilização de acesso, por já terem sido citados no item anterior.

Conexão

O ponto de conexão do micro ou minigerador distribuído deve ser o ponto de entrega da unidade consumidora conforme especificado pela distribuidora. Todos os requerimentos de conexão, caso classificado como micro ou minigeração distribuída devem ser realizados pela distribuidora sem ônus para o acessante. Dentre estes requisitos, o nível de tensão é correlacionado com a potência instalada como representado pela Tabela 2.1.

TABELA 2.1 - NÍVEIS DE TENSÃO CONSIDERADOS PARA CONEXÃO DE MICRO E MINICENTRAIS GERADORAS.

Fonte: ANEEL, 2012. *PRODIST - Procedimentos de Distribuição, Módulo 3*, Brasília: s.n.

| Potência Instalada | Nível de Tensão de Conexão |
|--------------------|--|
| < 10 kW | Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico) |
| 10 a 100kW | Baixa Tensão (trifásico) |
| 101 a 500 kW | Baixa Tensão (trifásico)/Média Tensão |
| 501 kW a 1 MW | Média Tensão |

Por parte do projeto, a Tabela 2.2 apresenta os requisitos mínimos de equipamentos em função da potência instalada.

TABELA 2.2 - REQUISITOS MÍNIMOS DE PROJETO EM FUNÇÃO DA POTÊNCIA INSTALADA

Fonte: ANEEL, 2012. *PRODIST - Procedimentos de Distribuição, Módulo 3*, Brasília: s.n.

| Equipamento | Potência Instalada | | |
|---|--|----------------------|----------------------|
| | Até 100 kW | 101 a 500 kW | 501 kW a 1 MW |
| Elemento de desconexão ¹ | Sim | Sim | Sim |
| Elemento de interrupção ² | Sim | Sim | Sim |
| Transformador de acoplamento | Não | Sim | Sim |
| Proteção de sub e sobretensão | Sim ³ | Sim ³ | Sim |
| Proteção de sub e sobrefrequência | Sim ³ | Sim ³ | Sim |
| Proteção contra desequilíbrio de corrente | Não | Não | Sim |
| Proteção contra desbalanço de tensão | Não | Não | Sim |
| Sobrecorrente direcional | Não | Não | Sim |
| Sobrecorrente com restrição de tensão | Não | Não | Sim |
| Relé de Sincronismo | Sim | Sim | Sim |
| Anti-ilhamento | Sim | Sim | Sim |
| Estudo de curto-circuito | Não | Sim ⁴ | Sim ⁴ |
| Medição | Sistema de Medição Bidirecional ⁶ | Medidor 4 Quadrantes | Medidor 4 Quadrantes |
| Ensaio | Sim ⁵ | Sim ⁵ | Sim ⁵ |

Notas:

(1) Chave seccionadora visível e acessível que a acessada usa para garantir a desconexão da central geradora durante manutenção em seu sistema, exceto para microgeradores que se conectam à rede através de inversores, conforme item 4.4 desta seção.

(2) Elemento de interrupção automático acionado por proteção para microgeradores distribuídos e por comando e/ou proteção para minigeradores distribuídos.

- (3) Não é necessário relé de proteção específico, mas um sistema eletro-eletrônico que detecte tais anomalias e que produza uma saída capaz de operar na lógica de atuação do elemento de interrupção.
- (4) Se a norma da distribuidora indicar a necessidade de realização estudo de curto-circuito, cabe à acessada a responsabilidade pela sua execução.
- (5) O acessante deve apresentar certificados (nacionais ou internacionais) ou declaração do fabricante que os equipamentos foram ensaiados conforme normas técnicas brasileiras ou, na ausência, normas internacionais.
- (6) O sistema de medição bidirecional deve, no mínimo, diferenciar a energia elétrica ativa consumida da energia elétrica ativa injetada na rede.

"Nos sistemas que se conectam à rede através de inversores, as proteções relacionadas na Tabela 2 podem estar inseridas nos referidos equipamentos, sendo a redundância de proteções desnecessária para microgeradores distribuídos"

PRODIST - Módulo 3 - Seção 7

Sistema de medição

No que tange ao sistema de medição, a única diferença em relação às unidades consumidoras sem geração (no mesmo nível de tensão) é a medição bidirecional de energia elétrica ativa. A fim de fornecer mais opções de medição, pode-se utilizar dois medidores unidirecionais, um para aferir a energia consumida, outro para aferir a energia gerada.

A distribuidora é a responsável pela instalação, operação, manutenção e eventual substituição do sistema de medição. Porém o acessante é responsável por custos de adequação do sistema de medição.

2.2.6. Desenvolvimento futuro de Geração Distribuída

Até o momento a tecnologia da geração distribuída foi tratada como uma vertente separada dentro do contexto de inovação. No entanto, existe uma grande ideologia por trás desta tendência de mudança do sistema elétrico que engloba não só a geração distribuída, como várias soluções de automação. Conhecida mundialmente pelo termo *smartgrid*, as redes inteligentes são a consolidação de tecnologias já criadas de telecomunicação e controle, atuando de forma remota em redes de distribuição para otimizar o regime de fluxo de carga, a utilização da rede, coletar medições relevantes dos componentes da rede, dentre vários aspectos que fazem jus à caracterização da rede. É uma rede técnica e literalmente inteligente.

O sistema elétrico, de forma geral, está entrando num momento crucial em que a geração distribuída tem de ser estabelecida já com um sistema de controle para equilibrar os serviços auxiliares de suporte presentes nas grandes centrais geradores e no Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Isto porque no modelo de distribuição tradicional as mudanças sempre foram feitas de acordo com a necessidade e isto acaba por criar sistemas muito ineficientes e, conseqüentemente, de maior custo.

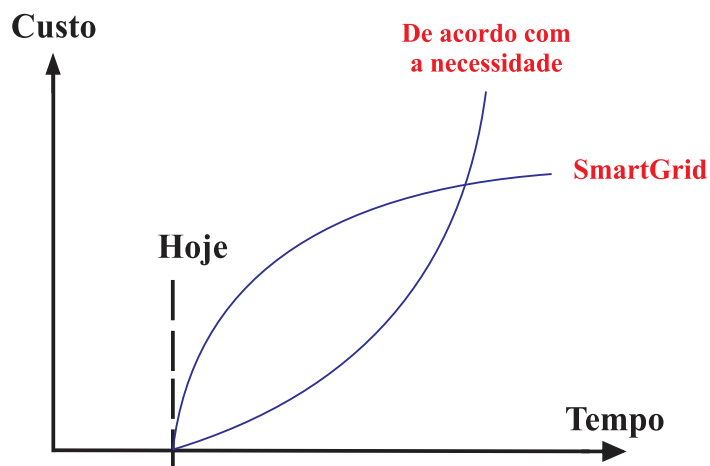
Dessa forma, se apenas fossem implementados geradores distribuídos geograficamente nas cargas, com o controle se mantendo feito nas centrais, teríamos uma limitação muito grande ao uso de geração distribuída.

Ou seja, o desenvolvimento de micro ou minigeradores só deve ser feito se estes arcarem com responsabilidades de flexibilidade e controle da rede. Isso representará uma grande mudança de curso na tecnologia de redes de distribuição. Para uma melhor visualização desta ideia, propõe-se analisar dois cenários:

No primeiro não existe qualquer integração do sistema, os geradores são instalados de forma distribuída aleatória de acordo com as cargas e a manutenção é feita de acordo com o necessário. Os serviços auxiliares citados ainda são operados de forma centralizada. As redes de transmissão e distribuição teriam de ser reforçadas frequentemente por causa do comportamento do fluxo de potência e do aumento gradual de carga. Do ponto de vista econômico, este cenário resulta em baixo custo no curto prazo, porém em enorme custo no longo prazo, já que as manutenções passíveis de acontecer tendem a crescer exponencialmente de acordo com o comportamento da carga e com o aumento da complexidade da rede.

No segundo cenário, existe total integração entre os componentes da rede. Os micro e minigeradores possuem serviços de regulação de tensão e frequência, antes de responsabilidade única das grandes centrais. Há um alívio por parte do atendimento advindo das grandes centrais, um aumento da utilização da capacidade das redes, sem contar com o aumento de segurança da rede conseqüente da automação. Este é o cenário do *smartgrid* e, apesar de requerer um custo excessivo a curto prazo, causado pela inserção de medidores, acumuladores e controladores de várias modalidades, em grande número no sistema, a longo prazo ele se torna praticamente constante. O Gráfico 2.5

apresenta simplificadaamente o comportamento do custo ao longo do tempo para os dois cenários.



Fonte: Jenkins, N., Ekanayake, J. & Strbac, G., 2010. *Distributed Generation*. Londres, Inglaterra: Institution of Engineering and Technology.

GRÁFICO 2.5 - PROJEÇÃO DE CUSTO PARA OS DOIS CENÁRIOS

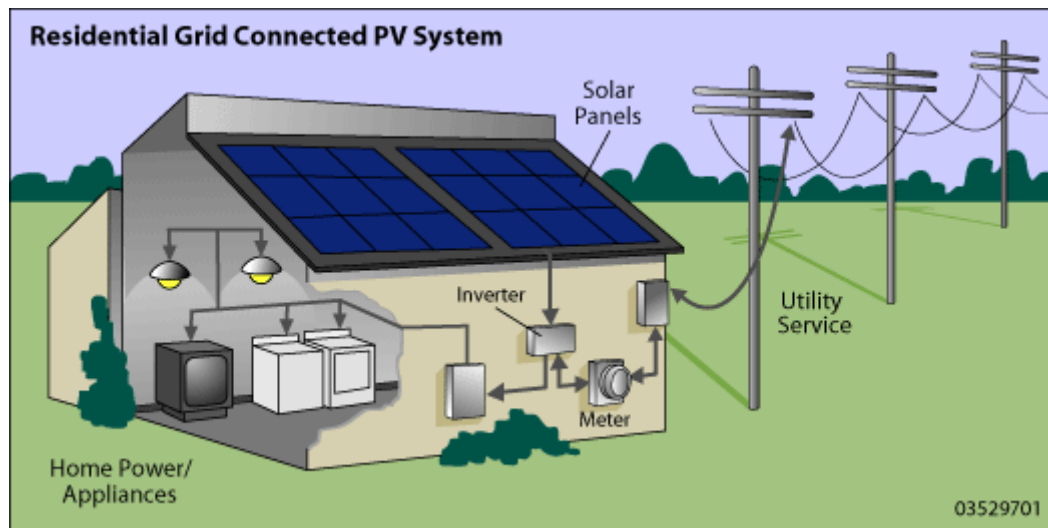
2.3. Sistema fotovoltaico conectado à rede

(*International Energy Agency*, 2012)

A fonte de geração distribuída tratada neste estudo é a solar fotovoltaica. ela apresenta várias vantagens no que tange aos impactos na rede se comparada com outras. Por exemplo, o fato de não se fazer uso de máquinas rotativas em seu gerador, retira a preocupação quanto ao nível de curto-circuito da rede resultante de sua implementação.

Este estudo trata de efeitos e particularidades do sistema fotovoltaico residencial conectado à rede em larga escala. Logo, é de grande valia a especificação do que se entende por sistema fotovoltaico conectado à rede. Quais são as suas partes componentes, as funções destes componentes e a interface com a rede de distribuição. As partes integrantes de um sistema fotovoltaico conectado à rede são:

- Células Fotovoltaicas
- Módulos Fotovoltaicos
- Estrutura de Suporte
- Inversores
- Medidores



Fonte: TARASOL© <<http://tarasol.co.nz/residential.html>>

FIGURA 2.9 - COMPONENTES BÁSICOS DE UM SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE

2.3.1. Células fotovoltaicas

Sendo a menor componente do sistema, a célula fotovoltaica é implementada normalmente em dimensões de $12,5\text{cm}^2$, 15cm^2 e até 20cm^2 . Existe um leque bem definido de materiais usualmente utilizados na produção destas células, dentre eles o chamado filme fino e o silício cristalino, que agrega 80% da produção total dentre os países produtores atualmente.

A implementação de células fotovoltaicas com silício cristalino pode ser desdobrada ainda em três tipos: silício monocristalino (sc-Si), silício policristalino (mc-Si) e semicondutores compostos. A representação dos diferentes tipos de materiais é apresentada de forma mais visual na Figura 2.10 a seguir e suas definições feitas logo após.

Silício monocristalino

Material composto por pequenos cristais de silício com uma estrutura regular. Produzido por método de crescimento monocristalino e possui eficiência comercial entre 15% e 20%.

Silício policristalino

Normalmente produzido por um processo de solidificação bidirecional. Sua popularidade vem crescendo à medida que seu custo de produção é menor que o de outras células. Porém sua eficiência também é menor e varia em torno de 14%.

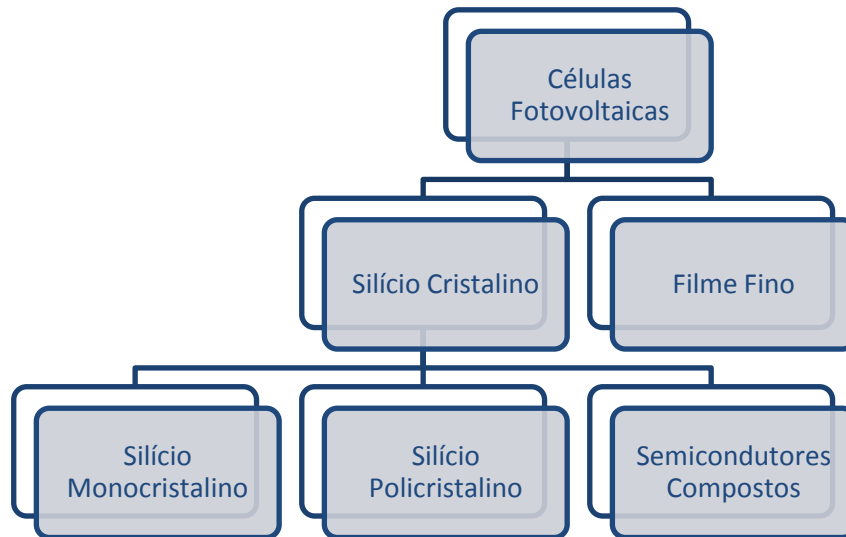


FIGURA 2.10 - CLASSIFICAÇÃO DE CÉLULAS FOTOVOLTAICAS

Semicondutores compostos

São formados por materiais como o arsenieto de gálio (GaAs) imersos em um substrato de germânio (Ge) e possuem, por sua vez, uma alta eficiência de conversão na casa de 35%. Devido ao seu custo razoavelmente maior, células formadas por semicondutores compostos são normalmente utilizadas em sistemas com rastreamento embutido para que a eficiência seja ainda maior, como veremos mais adiante.

Filme fino

As células de filme fino, por sua vez, são formadas através do depósito de camadas extremamente finas de materiais semicondutores fotovoltaicos num suporte de vidro, aço inoxidável ou, até mesmo, plástico. A vantagem da utilização de filmes finos se encontra no seu custo de produção relativamente inferior ao custo das células cristalinas. Já sua desvantagem reside na sua eficiência que varia entre 7% e 13%, fazendo que a área de painéis necessária para uma determinada potência gerada se torne maior que a de módulos de silício cristalino. Tipos muito comuns de células de semicondutores compostos são as produzidas com silício amorfo ou telureto de cádmio.

2.3.2. Módulos fotovoltaicos

São conjuntos de células fotovoltaicas tipicamente classificadas com potência ativa que varie entre 50W e 300W. Dessa forma, temos os módulos de silício cristalino e os de filme fino obedecendo à classificação das células.

Módulos de silício cristalino

Consistem simplesmente de células fotovoltaicas de silício cristalino conectadas e englobadas por uma face transparente de material como o vidro e de outra face de suporte normalmente plástico.

Módulos de filme fino

É um encapsulamento de células fotovoltaicas produzidas em um único substrato em um módulo flexível ou fixo.

Por sua vez um *array* fotovoltaico é literalmente um conjunto de módulos conectados em série e casados em paralelo a fim de produzir a potência requerida.

2.3.3. Estrutura de suporte

Atualmente existe um portfólio muito grande de estruturas nas quais os módulos fotovoltaicos são instalados, incluindo as mais diferentes utilizações como fachadas, telhados inclinados ou planos. Para aplicações mais complexas existem também os sistemas de rastreamento de dois eixos que acompanham a direção de maior irradiância solar durante os diferentes períodos do dia. Esta aplicação normalmente é utilizada na geração fotovoltaica centralizada e a energia proveniente pode ser aumentada em até 30%.

2.3.4. Inversor

A função principal do inversor é converter a corrente proveniente dos módulos fotovoltaicos na forma de corrente contínua em corrente alternada dentro dos padrões da distribuidora. Graças ao avanço da eletrônica de potência, os inversores chegam a operar com uma eficiência de conversão variando aproximadamente entre 95% e 97%.

A instalação dos inversores pode ser feita de diferentes formas. Uma delas é conectar o inversor diretamente ao *array* de forma que ele incorpore um regime de rastreamento do ponto máximo de potência, que continuamente ajusta a impedância

para que o *array* fotovoltaico provenha a máxima potência. Outra forma é conectar cada inversor em uma string de módulos fotovoltaicos, de forma que esta integração de inversores chamada *módulo AC* pode ser diretamente conectada à rede.

A utilização do inversor no sistema fotovoltaico, além de necessário para a inserção da corrente de forma alternada na rede, impede o surgimento de transitórios quando do seu acionamento.

2.3.5. Medidor

Podendo ser uni ou bidirecional, os medidores constituem a peça mais importante de um sistema de compensação, ou de uma rede inteligente. Ele é o responsável por detectar a energia sendo consumida ou gerada por qualquer tipo de unidade consumidora.

Com estas medições, o sistema é capaz de fazer qualquer tipo de uso com relação à tarifação, compensação, estatísticas, tendências, ou seja, ele provê um monitoramento constante à rede o que a torna mais confiável. A operação do medidor tem de ser acompanhada com cautela, pois qualquer surto pode significar problemas na econômicos tanto para a distribuidora quanto para o cliente.

3. Método e Materiais

No capítulo anterior, apresentou-se o conceito de geração distribuída, seus principais impactos e diferenças em relação ao sistema elétrico clássico, aspectos regulatórios e a motivação por trás desta tendência mundial. Além disso, foi discutida a estrutura básica de um sistema fotovoltaico conectado à rede, que é o tipo de geração distribuída considerada neste estudo, bem como de que forma funcionam os recursos de manobra quando operados na rede elétrica de distribuição.

Este último aspecto constitui a parte mais relevante deste estudo sobre geração distribuída. O objetivo a ser alcançado é a verificação da influência dos recursos de manobra na configuração da rede de distribuição e, conseqüentemente, nos limites de penetração de geração distribuída que devem ser impostos às unidades consumidoras. Em outras palavras, uma rede de distribuição radial pode ser operada em várias configurações conforme a utilização de seus recursos de manobra. Cada uma dessas configurações impõe uma distribuição diferente das cargas do circuito e pretende-se verificar se isso implica em diferentes limites de penetração de potência advinda de geradores distribuídos.

O estudo em questão visa fazer esta análise num alimentador real da CEB. Para tanto, é utilizado um método de cálculo iterativo para as simulações em que variáveis do circuito em questão são inseridas e, como resposta, tem-se a máxima quantidade de potência que poderá ser injetada neste circuito via geração distribuída. Desse ponto é possível chegar ao objetivo específico do trabalho de determinar a área de painel fotovoltaico máxima a ser instalada nas residências que a rede é capaz de suportar.

3.1. Método

Para a apresentação do método a ser adotado nas simulações, cabe antes avaliar as variáveis que guiarão os resultados do estudo, bem como o porquê da não utilização de outras especificamente para este trabalho.

3.1.1. Variáveis a serem consideradas

A quantidade de variáveis a ser utilizada em uma pesquisa é diretamente proporcional ao nível de confiabilidade e realismo da mesma, ou seja, quanto maior o

número destes indicadores a serem controlados e analisados e menor o número de hipóteses sobre os mesmos, mais preciso será o resultado do trabalho. No entanto, a adição de uma nova variável confere um esforço não linear ao atingimento do resultado final. Resultado este que, a partir de uma certa quantidade de indicadores, já se torna tão preciso quanto se considera necessário no âmbito de uma pesquisa.

Sobre estas variáveis de interesse do trabalho, pode-se caracterizá-las como de entrada, ou seja, os dados em que se têm valores definidos, e de saída, ou seja, os indicadores que são gerados a partir das variáveis de entrada e sobre os quais é necessário exercer controle.

No caso desta pesquisa, viu-se necessária a utilização de duas variáveis como os principais indicadores do resultado final. São elas a corrente dos cabos em comparação com a capacidade de corrente dos mesmos e a tensão nas barras comparada com os limites de tensão permitidos para as mesmas. De posse desses valores pode-se chegar ao objetivo específico do trabalho. A razão por trás destas variáveis reside no fato de haver uma diferença nas tensões das barras e nas correntes dos ramos decorrentes das diferentes configurações do alimentador.

Com relação às variáveis de entrada, a carga instalada dos transformadores, as seções retas e comprimentos dos ramos do alimentador são suficientes para atingir o objetivo específico.

Outro fator que não possui um estudo intensivo é o aspecto econômico das perdas geradas no sistema. Elas são contabilizadas apenas no âmbito técnico durante as simulações no que tange às quedas de tensão da rede. Independentemente, da avaliação ou não no presente estudo, vale ressaltar o elevado grau de importância que deve ser dado ao fator econômico relativo a cada mudança planejada para o sistema elétrico.

A seguir são apresentados os dois indicadores que serão guia do algoritmo e dos resultados. Conforme a necessidade, algumas hipóteses já serão apresentadas durante estas explicações, embora a consolidação de todas estará presente no próximo item deste capítulo.

3.1.1.1. Tensão

O fato da geração distribuída causar uma variação no perfil de tensão na rede já fora explicado no capítulo 2, o que cabe ressaltar aqui é o porquê desta variação e quais os fatores que estão envolvidos.

No momento em que a potência gerada na unidade consumidora com geração distribuída for maior do que a potência consumida pela mesma, haverá a inversão do sentido da corrente usual, que passará a fluir da carga para a subestação. No entanto, como as subestações possuem reguladores bem definidos que mantêm a tensão na sua barra constante, isso faz que a tensão na barra da carga aumente. Dessa forma, se fosse possível considerar que todos os transformadores de carga instalados possuíssem ajuste de tap automático, este problema estaria resolvido. Porém, neste estudo uma das hipóteses validadas é que *não há ajuste de TAP automático nos transformadores de MT/BT*.

Dáí, surge a preocupação com a variação da tensão em cada configuração de rede, porque alguns dos fatores que afetam a magnitude com que esta tensão será aumentada são (Shayani, 2010):

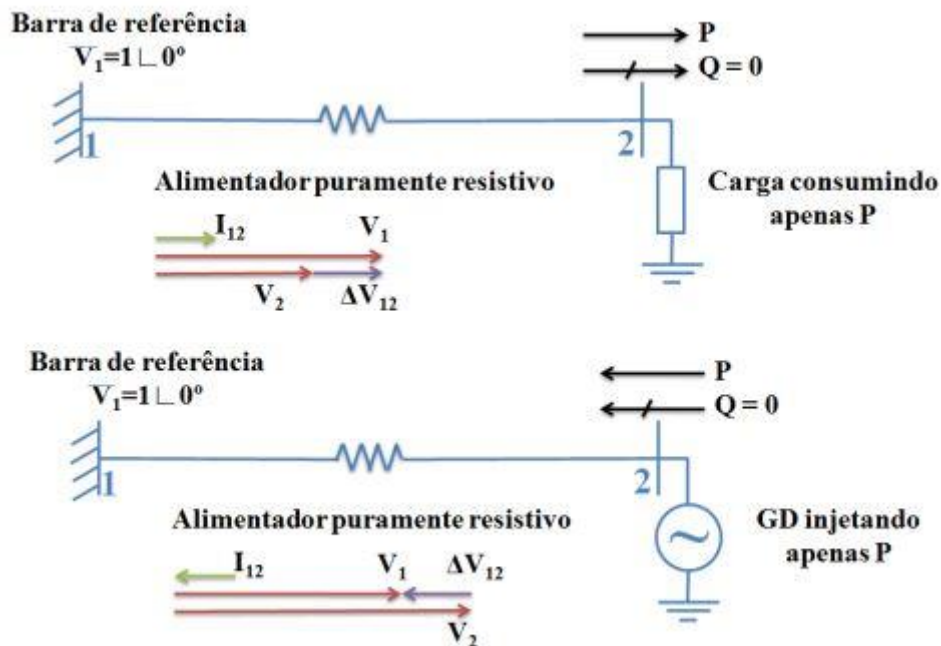
- A localização da geração distribuída na rede de distribuição (a distância da subestação é diretamente proporcional à magnitude do aumento da tensão na barra de carga com geração distribuída);
- A quantidade de potência injetada na rede pela geração distribuída (quanto maior a potência consumida, maior a magnitude);
- A impedância dos ramos do alimentador utilizado (quanto mais resistivo o ramo, maior a magnitude).

Além destes fatores mais intuitivos, existem ainda outros que afetam da mesma forma esta magnitude, como:

- A possibilidade de o conversor utilizado pela geração distribuída fotovoltaica modificar o fator de potência da energia produzida, visando realizar o controle da tensão por meio do consumo de energia reativa;
- A coordenação com os dispositivos de regulação de tensão utilizados pela concessionária;

- A existência de sistema de armazenamento para absorver a potência que causa o aumento da tensão acima da faixa de valores considerada adequada.

A visualização deste fenômeno se torna mais simples com a análise da Figura 3.1, em que no circuito de cima está representada a situação em que a potência gerada não supera a potência consumida e no circuito de baixo o oposto, ou seja, o caso em que a geração supera o consumo.



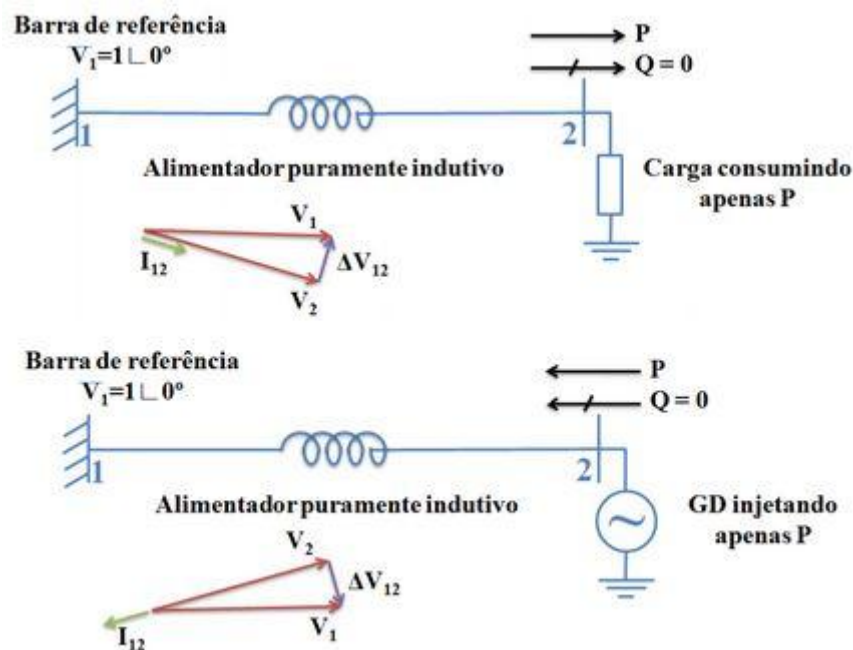
Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

FIGURA 3.1 - VARIAÇÃO DE TENSÃO PARA UM ALIMENTADOR PURAMENTE RESISTIVO PARA OS CASOS DE POTÊNCIA GERADA MENOR E MAIOR QUE A POTÊNCIA CONSUMIDA

Dessa forma, com o alimentador puramente resistivo, as tensões nas barras 1 e 2 estão em fase e a mudança ocorre em sua magnitude. Quando a barra 2 está absorvendo potência ativa, a sua tensão será menor que a tensão da barra 1, que é modelada como sendo a subestação. Já no caso em que a barra 2 injeta potência ativa no sistema, a sua tensão aumenta em módulo.

Considerando que o alimentador fosse puramente indutivo e a barra 2 continuasse consumindo ou gerando somente potência ativa, não seria observado o

aumento da magnitude da tensão na barra 2 em nenhum caso. Este caso é representado na Figura 3.2.



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

FIGURA 3.2 - VARIAÇÃO DE TENSÃO PARA UM ALIMENTADOR PURAMENTE INDUTIVO PARA OS CASOS DE POTÊNCIA GERADA MAIOR E MENOR QUE A POTÊNCIA CONSUMIDA

Baseando-se nesta análise, pode-se perceber que o controle que deverá ser feito à variável tensão nas barras implica o estabelecimento de limites de tensão dentro dos quais o sistema será passível de operação e fora dos quais a simulação deverá acusar a ocorrência. Então um dos fatores limitantes deste método é a tensão nas barras.

3.1.1.2. Corrente

O outro fator que limita a operação do sistema e, dessa forma, é responsável pela análise do trabalho, é a corrente nos ramos. Esta variável, por sua vez, deve ser limitada pelos valores de capacidade de condução de corrente de cada ramo do alimentador.

Arelada a este limitador está a capacidade térmica dos transformadores, porém no que tange a este estudo, são considerados que *os transformadores não possuem limitações técnicas*.

3.1.2. Hipóteses adotadas

Antes de tratar do algoritmo que será utilizado no estudo cabe aqui ressaltar quais serão as hipóteses simplificadoras para se atingir o objetivo específico.

1. O sistema elétrico em questão é trifásico, simétrico e equilibrado. Com isto, pode-se proceder a análise por fase utilizando o sistema por unidade (p.u.);
2. Todos os equipamentos estão operando em regime permanente, sem sobrecarga;
3. A topologia da rede de distribuição é radial com recurso de manobra;
4. As unidades consumidoras residenciais são casas com telhados disponíveis para a instalação de painéis fotovoltaicos;
5. Todas as cargas e a geração distribuída fotovoltaica são modeladas como potência constante, sendo a carga positiva e a geração negativa;
6. A geração distribuída fotovoltaica opera com fator de potência unitário, ou seja, produz apenas potência ativa;
7. A irradiância solar é a mesma para todas as casas do alimentador em questão;
8. Todas as unidades consumidoras de um mesmo transformador (MT/BT) possuem a mesma curva de carga, acrescida uma aleatoriedade de 15% para mais ou para menos;
9. Não há ajuste automático de *tap* nos transformadores de MT/BT, assim como qualquer limitação física de temperatura;
10. Todas as unidades consumidoras residenciais têm direito à mesma injeção de potência na rede, independentemente da sua localização no alimentador;
11. Houve planejamento urbano suficiente na construção do bairro que garantiu que cada transformador alimente somente cargas de determinado comportamento de consumo (comerciais ou residenciais);
12. Não existe possibilidade de ocorrer ilhamento não-intencional em nenhuma fração do circuito, considerando que existam relés que, na ocasião, enviariam o *trip* ao gerador distribuído, impedindo o fenômeno;
13. Também não há a possibilidade de haver inserção de transitórios por parte dos geradores distribuídos fotovoltaicos pela existência de inversores nos sistemas fotovoltaicos instalados nas residências;

Apesar de aparentarem em grande número, as hipóteses apresentadas pouco restringem a contribuição do estudo, haja vista que englobam uma série de aspectos da realidade, como:

- O planejamento urbano de bairros comumente agregam as áreas residenciais separadas das comerciais, de forma que possa ser considerada uma individualização dos transformadores por tipo de carga;
- A maioria dos inversores comerciais atuam com fator de potência praticamente unitário o que permite uma máxima compensação;
- Apesar de fatores climáticos, como nuvens, comprometerem a irradiância solar nos painéis fotovoltaicos, considerando o caso em que toda a geração distribuída fotovoltaica instalada pode gerar ao mesmo tempo é o mais crítico e isto contribui para uma análise mais conservadora;
- A difusão da utilização de geração distribuída fotovoltaica por parte de consumidores residenciais é uma tendência aceitável, já que a razão área de telhado/potência consumida é relativamente maior em residências do que em comércios, onde normalmente o crescimento da carga acontece verticalmente com vários andares e não horizontalmente com o aumento da área da cobertura;
- O regime permanente representa o período em que a rede não está sofrendo impactos das origens descritas, como por exemplo, anti-ilhamento de partes do circuito e transitórios de corrente.

3.1.3. O Algoritmo

Por fins didáticos, a explicação do algoritmo utilizado é feita inicialmente por meio de uma abordagem mais intuitiva, para que então sejam apresentadas todas as especificidades que guiam as simulações.

Como já foi visto anteriormente, num alimentador de distribuição radial clássico, o fluxo de potência flui de forma unidirecional. Isto quer dizer que o condutor que compõe o tronco do alimentador foi modelado para ter uma capacidade de corrente maior do que os condutores dos ramais. Porém esta análise de capacidade deve ser repensada quando da implementação de geração distribuída no alimentador, devido ao consequente fluxo de potência bidirecional.

Neste caso, deve ser analisado se a entrada de geração distribuída irá afetar algum limite de corrente do condutor e, mais ainda, se ela irá afetar os limites de tensão nas barras conforme a regulamentação sobre este quesito. A simplificação do algoritmo é apresentada abaixo.

1. Entrada dos dados iniciais do alimentador;
2. Calcula-se os fluxos de potência do alimentador e obtém-se as tensões em todas as barras;
3. Com as tensões nas barras e os fluxos de potência, calcula-se as correntes fluindo nos ramos;
4. Verifica-se as tensões das barras em comparação com os limites superior e inferior determinados pela regulamentação do setor elétrico;
5. Verifica-se as corrente medidas nos ramos em comparação com a capacidade de condução de corrente dos mesmos;
6. Incrementa-se a potência ativa gerada de forma distribuída até que algum limite de tensão ou corrente seja ultrapassado por qualquer barra do circuito.

Dessa forma, o objetivo das simulações é verificar até quanto pode ser instalada geração distribuída nas unidades consumidoras residenciais deste alimentador até que seja atingido algum limite de tensão ou corrente estabelecido. Então, o que de fato é feito é uma série de iterações que incrementam o valor da geração distribuída e verifica-se se algum limite foi ultrapassado. Se sim, considera-se a iteração anterior como máximo de geração distribuída possível para determinada configuração.

Antes de prosseguir com os detalhes do algoritmo, o leitor deve ter percebido que o resultado da simulação serve como conclusão para "determinada configuração". A razão de tal expressão, reside no fato de estar sendo considerada a utilização de recursos de manobra neste trabalho. Cabe aqui uma breve explicação sobre os efeitos dos recursos de manobra num alimentador.

3.1.3.1. Efeito dos recursos de manobra

O efeito dos recursos de manobra no contexto das simulações é o de gerar diferentes configurações possíveis para o alimentador, cada uma das quais deve ser simulada e analisada da mesma forma. Então a mesma simulação será feita para uma

série de configurações possíveis consequentes dos recursos de manobra, para posterior análise e conclusão.

Para ilustrar estas possíveis configurações, cabe aqui a análise de um circuito teórico mais simples composto por 5 barras, como o da Figura 3.3.

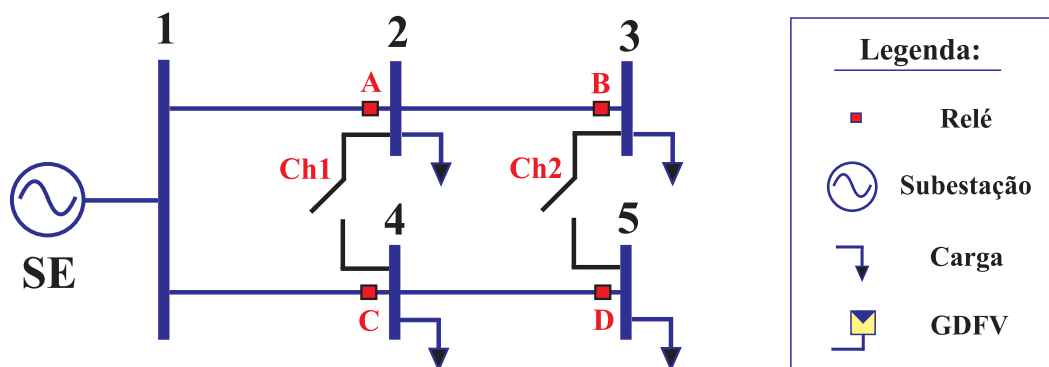
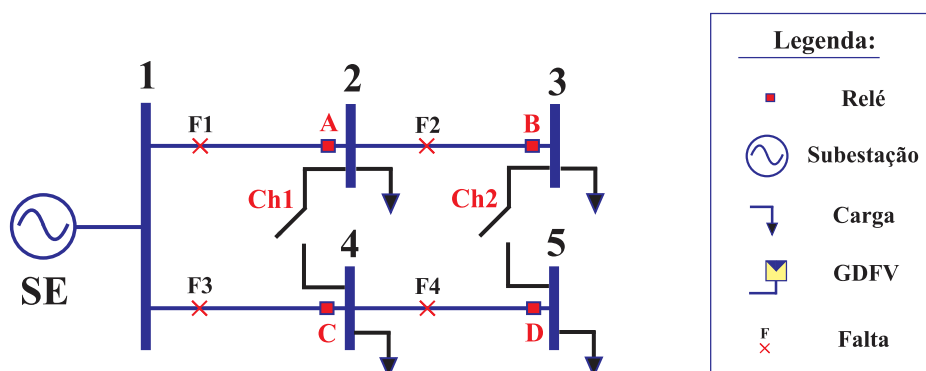


FIGURA 3.3 - EXEMPLO PRÁTICO DE ALIMENTADOR DE 5 BARRAS

As configurações possíveis graças aos recursos de manobra decorrentes de 4 possibilidades de curto-circuito, uma em cada ramo, são demonstradas a seguir na Figura 3.4.



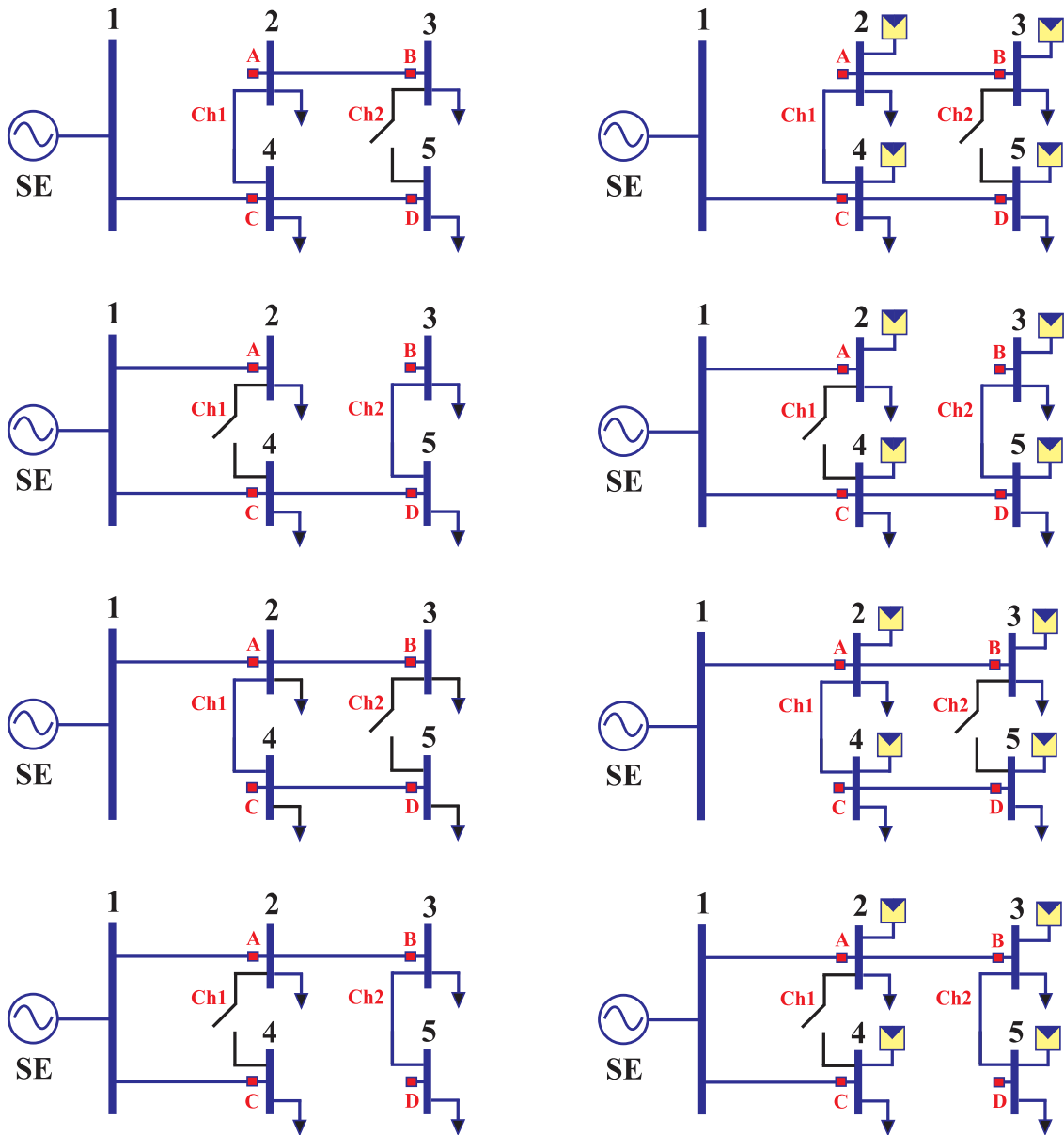


FIGURA 3.4 - AS CONFIGURAÇÕES DO ALIMENTADOR PARA AS DIFERENTES UTILIZAÇÕES DOS RECURSOS DE MANOBRA COM (DIREITA) E SEM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA (ESQUERDA)

Pode-se perceber que a existência dos recursos Ch1 e Ch2 resultam em 4 configurações úteis além da configuração padrão. Isto sem contar outras 4 que são resultantes do chaveamento simultâneo de Ch1 e Ch2, pois estas configurações criariam uma malha no circuito em questão, ou seja fugiriam do escopo de circuitos radiais deste trabalho.

Isto representa uma análise mais sofisticada por parte do estudo de geração distribuída. Se considerarmos as 4 configurações à direita da Figura 3.4, em que está representado um gerador distribuído em cada uma das barras de carga, as implicações

do fluxo inverso variam dependendo de cada ramo do circuito. Por exemplo, o caso de uma falta em F3, significaria uma possível sobrecarga do ramo 1-2. No entanto, com a implementação de geração distribuída, pode ocorrer um alívio deste ramo já que menos corrente seria demandada da subestação para o suprimento das cargas.

Ao mesmo tempo, se houver elevada injeção de potência por parte da geração distribuída, pode ser que a única diferença seja o sentido da corrente e não mais sua magnitude. Daí não haverá alívio do ramo 1-2.

A análise das diferentes configurações considerando diferentes injeções de geração distribuída é justamente o que se espera das simulações.

3.1.3.2. Método detalhado

De posse destas informações, cabe agora a explicação do algoritmo detalhado. O método de estudo deste trabalho funciona com base nos limites de tensão e capacidade de corrente do circuito. Dessa forma, faz-se o cálculo dos fluxos de potência cabíveis e, com isto, avalia-se o limite de penetração de geração distribuída fotovoltaica. Cabe ressaltar que esta não é a única forma de chegar a este resultado, existem outros métodos que se utilizam de outras variáveis para chegar ao mesmo resultado, como por exemplo, o uso das perdas nas linhas do sistema.

Neste caso, os dados necessários para aplicação do método proposto podem ser encontrados num diagrama unifilar bem caracterizado do alimentador em questão. São eles:

- A topologia do alimentador, ou seja, a disposição das barras e ramos do circuito;
- O comprimento e a seção reta do cabo de cada ramo do circuito;
- A carga a ser suprida (ou injetada) por cada barra;

1º Passo: Avaliação da tensão de saída da subestação a ser utilizada.

Quando da consideração do circuito passivo, sabe-se que as tensões em todas as barras devem ser menor que a tensão de saída da subestação. No entanto, o que pode acontecer é que a tensão em alguma das barras esteja abaixo do limite pré-estabelecido.

Nesta etapa do método, são feitos os cálculos dos fluxos de potência com o circuito passivo para cada uma das configurações possíveis, variando os valores de

tensão de saída de 1,00 pu a 1,05 pu. Feito isso, deve-se registrar as menores tensões medidas nas barras de cada configuração e averiguar a partir de qual valor de tensão de saída existe uma quantidade razoável de configurações que estão dentro dos limites estabelecidos. E estas serão as configurações a serem utilizadas até o final do estudo.

Pode-se concluir então que a primeira etapa é composta por uma triagem inicial das configurações denominadas daqui em diante utilizáveis. Também é definida a tensão de saída da subestação a ser usada no estudo. De forma complementar, é feita uma verificação da magnitude dos impactos da variação de 3 condições sobre esta triagem inicial. São elas, as configurações do alimentador, a tensão de saída e o carregamento da rede.

O próximo passo é o mais complexo, onde calcula-se os limites de penetração de geração distribuída fotovoltaica para as diferentes configurações do alimentador como simplificado no começo deste item.

2º Passo: Determinação do limite de potência ativa a ser injetada via geração distribuída fotovoltaica nas cargas residenciais

Definidas as configurações utilizáveis, o procedimento descrito aqui em etapas será aplicado a todas elas:

1. Entrada dos dados do alimentador e do método, como barras, ramos, limites de tensão e incremento de potência;
2. Aplicação do cálculo iterativo de fluxo de potência pelo método de Newton;
3. Verificação de Convergência;
4. Se a rotina não convergir, ela é encerrada e é apresentado o relatório de medições, como as tensões nas barras e as perdas do sistema;
5. Se a rotina convergir, procede-se com a verificação dos limites de tensão e corrente pré-estabelecidos;
6. Se nenhum limite for ultrapassado, faz-se o incremento de potência ativa via geração distribuída fotovoltaica somente nas barras que contém carga residencial e retorna-se à etapa 2;

Nota:

O incremento foi ajustado para 5% da demanda residencial no período de irradiação, como será apresentado no item 3.2.3.

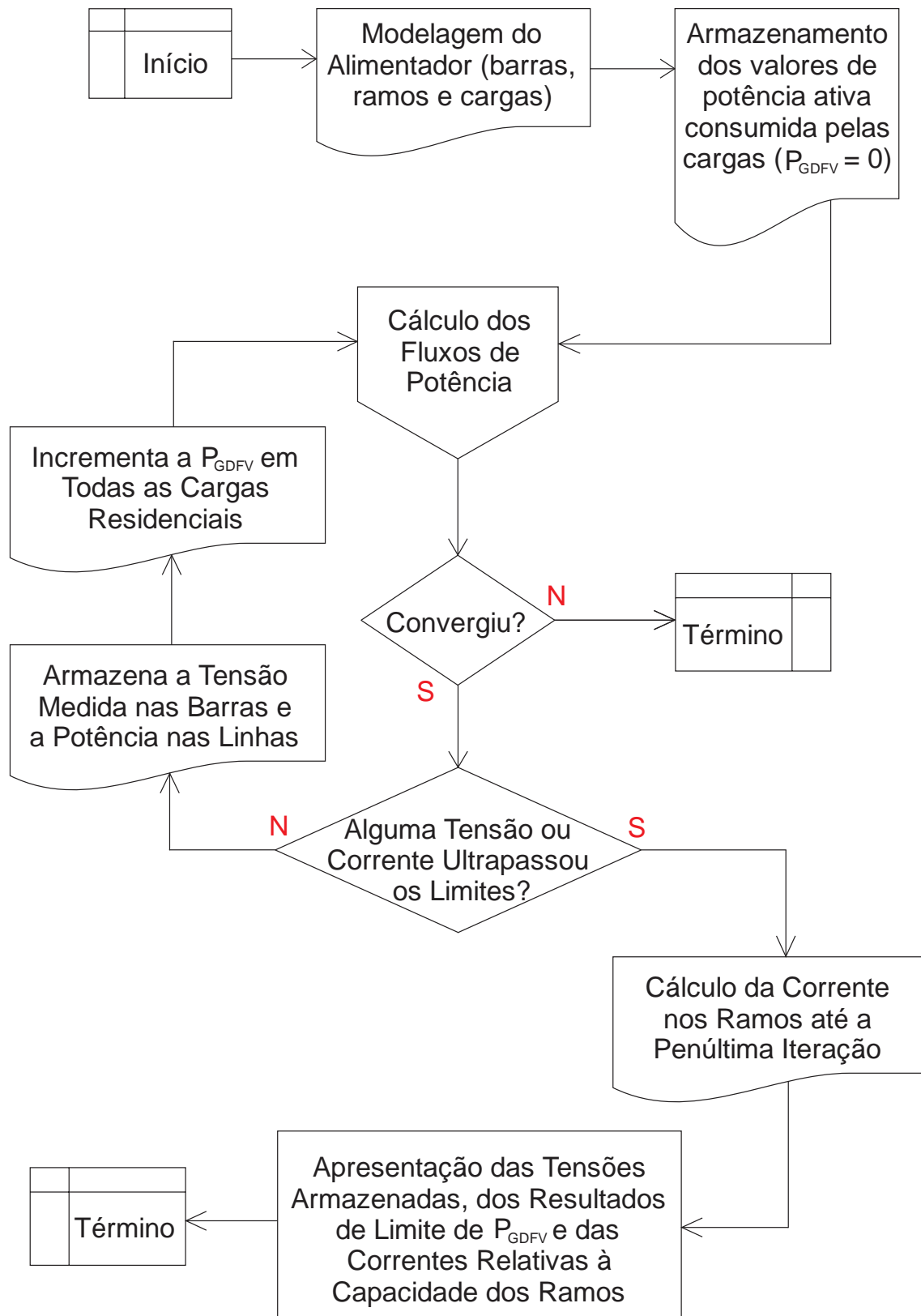
7. No entanto, se algum limite for ultrapassado, encerra-se a rotina, coleta-se os dados das iterações até a penúltima iteração (que não ultrapassou os limites).
8. Cálculo das correntes nos ramos utilizando as variações de tensão calculadas nas barras e os fluxos de potência calculados nos ramos;
9. Cálculo do limite de potência ativa total passível de ser injetada pelas residências através da quantidade de iterações feitas e do valor do incremento utilizado;
10. Apresentação de todos os dados de interesse calculados, são eles: tensões nas barras, correntes nos ramos e limite de potência ativa total advinda de geração distribuída fotovoltaica.

O fluxograma que representa este algoritmo de forma mais intuitiva está destacado na Figura 3.5. O leitor é encorajado a entender bem o algoritmo antes de prosseguir com a leitura.

3º Passo: Avaliação da viabilidade de utilização de módulos fotovoltaicos para as residências do alimentador

A partir dos resultados obtidos, é possível fazer uma relação entre os limites físicos de potência e a área de painéis fotovoltaicos necessária. Esta análise acrescenta uma visão mais concreta dos resultados da simulação e requer cálculos relativamente simples.

Primeiramente, os limites calculados de potência ativa injetada por meio de geração distribuída fotovoltaica (P_{GDFV}) representam a máxima potência permitida para o circuito em questão na sua forma instantânea dentro do período de irradiação. Assim, é necessário fazer a transformação destes valores calculados na forma instantânea para a média diária, porque esta sim é útil nos cálculos de consumo de painéis. Por exemplo, se $P_{GDFV} = 1\text{MW}$ e isto for equivalente a 90% da potência média diária, esta será, por sua vez, igual a 1,1MW. O valor médio que é utilizado nos cálculos e esta correlação se faz possível graças a curva de carga típica destas residências que é apresentada no item 3.2 a seguir.



Nota:

- P_{GDFV} : Potência ativa injetada através de geração distribuída fotovoltaica.

FIGURA 3.5 - ALGORITMO DETALHADO DO 2º PASSO DO MÉTODO PROPOSTO

Calculada a potência média diária, divide-se este valor pela quantidade de residências do alimentador, a fim de obter a potência por alimentador. Continuando o exemplo anterior, se houver 1000 unidades consumidoras residenciais no alimentador, a potência média diária por residência será de 1,1 kW. Com estes valores de potência, só resta utilizar o valor de irradiância solar média (dada em kW/m^2) e da eficiência dos painéis fotovoltaicos para encontrar a área de painel fotovoltaico por residência.

Para completar o exemplo, supondo uma irradiância de $1,1 kW/m^2$ e uma eficiência de 10%, a área máxima de instalação de um módulo fotovoltaico por residência seria igual a $10 m^2$.

Esta análise é feita para todas as configurações utilizáveis do circuito, ou seja, as configurações que obedecem aos limites de tensão pré-definidos, descrito no 1º Passo do método.

3.2. Materiais

3.2.1. Ferramentas computacionais

As simulações são feitas no ambiente virtual MATLAB® (*Matrix Laboratory*) - *The Language of Technical Computing* desenvolvido pela MATHWORKS®. Trata-se de um ambiente de programação de alto nível pautado principalmente no formato matricial. Sua utilização prima pela excelência no desenvolvimento de algoritmos, aplicações e modelos para cálculos numéricos e análise de dados.

Juntamente ao ambiente MATLAB®, é utilizado o pacote de simulação de sistemas de potência chamado MATPOWER. Este pacote é composto de arquivos ".m" do MATLAB® criados para resolver problemas de fluxo de potência e de fluxo ótimo de potência. Ele possui uma interface de fácil manipulação a fim de ser uma ferramenta simples de estudo para pesquisadores da área.

O MATPOWER foi desenvolvido por Ray D. Zimmerman, Carlos E. Murillo-Sánchez e Deqiang Gan, e dirigido por Robert J. Thomas no centro de pesquisa PSERC

(*Power Systems Engineering Research Center*) da Universidade de Cornell, no estado de Nova Iorque, nos Estados Unidos.

A contribuição ao pacote MATPOWER é constante desde o seu lançamento por se tratar de uma ferramenta *open source*, mas sempre sobre a supervisão de Ray D. Zimmerman (Zimmerman, et al., 2011).

Para a organização e tratamento dos dados necessários, faz-se uso do *software* de planilhas Excel®, um produto do pacote Office da Microsoft®. Trata-se do programa mais difundido no mundo para tratamento e análise de dados em formato de planilha. No contexto deste trabalho, o *software* se faz muito útil na facilitação da construção e manutenção das matrizes de entrada que, por sua vez, são relativamente grandes.

Por parte das representações ilustrativas necessárias ao longo deste e do próximo capítulos, foi necessária a utilização de dois softwares. O AutoCAD®, um produto da AUTODESK®, foi muito útil no tratamento físico do alimentador, apresentando sua topologia e sua localização na região do Lago Sul de Brasília. Já o CorelDRAW®, um programa de desenho vetorial bidimensional desenvolvido pela Corel Corporation®, foi a ferramenta utilizada na representação de todos os diagramas unifilares presentes neste trabalho por causa da sua simples manipulação para desenhos.

Juntamente com o auxílio do Google Earth® para análises geoestacionárias da região, estas foram todas as ferramentas computacionais necessárias para o desenvolvimento do estudo. No próximo item será discutido em detalhes o material, gentilmente fornecido pela CEB, em que foi baseado o estudo.

3.2.2. Alimentador da CEB

O alimentador utilizado neste estudo, juntamente com outros 7 alimentadores, compõem a rede suprida pela subestação 10 (SE10) da Companhia Energética de Brasília (CEB). A Figura 3.6 apresenta a região atendida pela SE10, trata-se do Lago Sul. Considerado por muitos um bairro de alto potencial de compra, esta região foi escolhida para este trabalho por acreditar-se que os moradores apresentam razoável potencial de compra de módulos fotovoltaicos para suas residências, por sua vez, compostas somente de casas.

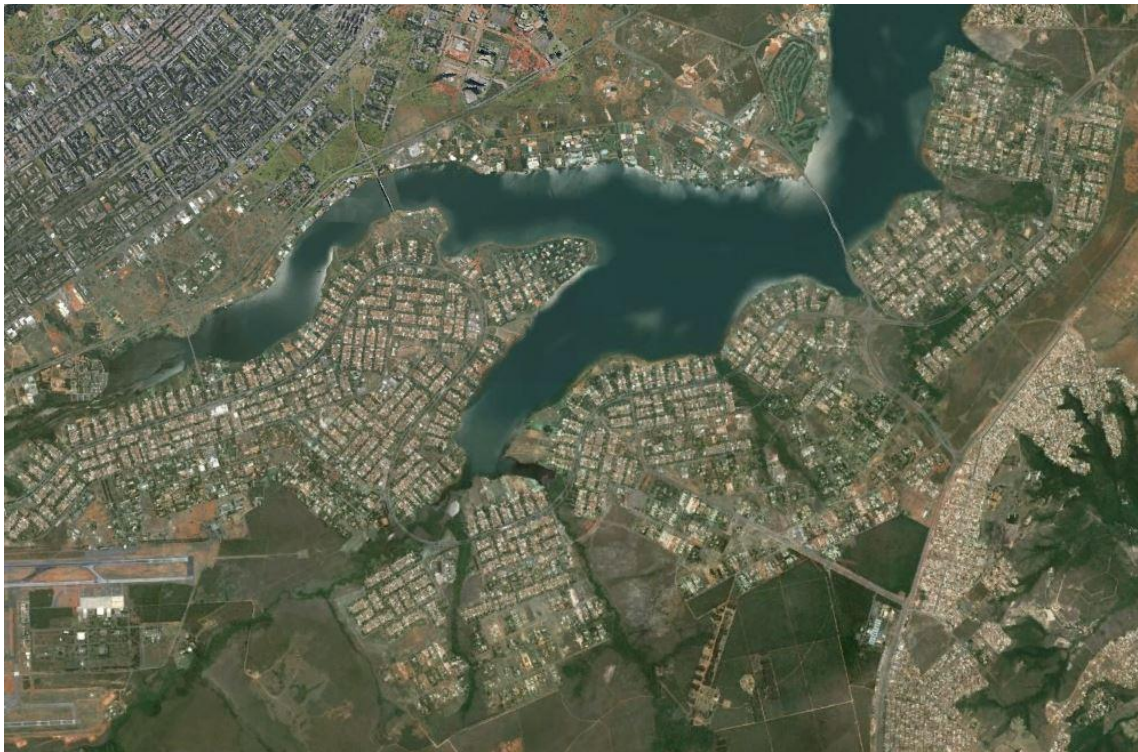


FIGURA 3.6 - SUBESTAÇÃO 10 DA CEB COMPOSTA POR 8 ALIMENTADORES NO LAGO SUL

Fonte: Imagem fornecida pela Gerência de Planejamento Elétrico (GRPE) da Companhia Energética de Brasília - CEB - (fev/2014) - em comparação com Google Maps© (acesso em 26/05/2014).

O alimentador escolhido para o estudo em questão foi o alimentador 1006 por englobar vários recursos de manobra dentro do seu próprio circuito. Trata-se de um alimentador radial aéreo de 179 barras, das quais pouco mais da metade (96) possui carga instalada.

A consideração de que os transformadores deste alimentador atendem cargas exclusivamente residenciais ou exclusivamente comerciais, destacado na hipótese nº 11, se mostra razoável quando da análise da região atendida. A Figura 3.7 e a Figura 3.8 apresentam exemplos que possibilitam esta simplificação do circuito. A região que engloba as residências atendidas pelo alimentador se encontra centralizada de forma bem planejada e os centros comerciais, concentrados em diferentes regiões.

Desta forma, é feita uma distinção na nomeação das barras que atendem cargas residenciais, de 1 a 156, e comerciais, de 500 a 521. A tabela que contém as informações que caracterizam as barras do alimentador pode ser encontrada no Apêndice A ao final do trabalho.



FIGURA 3.7 - EXEMPLO DE ÁREA RESIDENCIAL CONCENTRADA

Fonte: Google Maps© (acesso em 22/06/2014).



Fonte: Google Maps© (acesso em 22/06/2014).

FIGURA 3.8 - EXEMPLOS DE CENTROS COMERCIAIS ISOLADOS DAS ÁREAS RESIDENCIAIS



Fonte: Parcial da imagem fornecida pela Gerência de Planejamento Elétrico (GRPE) da Companhia Energética de Brasília - CEB - (fev/2014).

FIGURA 3.9 - ALIMENTADOR 1006 E PARCIAL DE SEU 'CIRCUITO DUPLO'

Da análise do circuito pode-se perceber que este possui uma particularidade em sua topologia, ele contorna a região alimentada por um circuito duplo de ramos que alternam a alimentação e se conectam através de dois recursos principais. A topologia do alimentador bem como um exemplo de recurso de seu circuito duplo é mostrado na Figura 3.9.

Foram constatadas 10 diferentes seções retas nos cabos dos ramos do circuito. Portanto, por fins de simplificação, optou-se por aproximar algumas das que possuíam características de resistividade e capacidade de corrente parecidas e obteve-se como resultado 5 seções retas de interesse, como mostrado na Tabela 3.1. Entendeu-se que, nas simulações, a diferença causada pela utilização de todas as originais seria muito pequeno, logo podendo ser desprezada.

De qualquer maneira, vale enfatizar que esta simplificação dos dados pode ser mudada a qualquer momento sem afetar a confiabilidade do método proposto.

TABELA 3.1 - CARACTERÍSTICAS DAS SEÇÕES RETAS SIMPLIFICADAS UTILIZADAS

Fonte: Parcial da tabela fornecida pela Gerência de Planejamento Elétrico (GRPE) da Companhia Energética de Brasília - CEB - (mai/2014).

| Seção Reta | R (Ω/km) | X (Ω/km) | Corrente Nominal (A) |
|------------|--------------------------|--------------------------|----------------------|
| 4CAA | 1,6397 | 0,5207 | 112 |
| 50compac | 0,822 | 0,3037 | 179 |
| 95mm | 0,2068 | 0,114 | 207 |
| 4/0CAA | 0,3257 | 0,4277 | 318 |
| 185compac | 0,2108 | 0,2523 | 416 |

O diagrama unifilar do alimentador 1006 é apresentado com detalhe na próxima página, apresentando todos os ramos, barras, chaves de interesse, localização e potência instalada das cargas.

De antemão, pode-se dizer que os dados são tratados conforme orientado no item 3.1.3.2 . Por exemplo, os valores das cargas instaladas não representam a demanda real das cargas na rede, porque somente uma porcentagem das mesmas de fato está

consumindo em determinado momento. E isto é um fator extremamente relevante quando da análise do limite de geração distribuída fotovoltaica.

Este cálculo da demanda dos transformadores levou em consideração o carregamento do alimentador e a curva de carga típica das residências.

Neste momento cabe ao leitor notar que cada ramo do circuito está representado pela sua seção reta conforme consta na legenda. Também é importante perceber que esta representação inicial identifica todas as chaves de interesse do circuito operando fechadas, ou seja, ela apresenta várias malhas em vez de uma estrutura radial. As configurações do circuito surgem justamente dos diferentes arranjos de operação destas chaves.

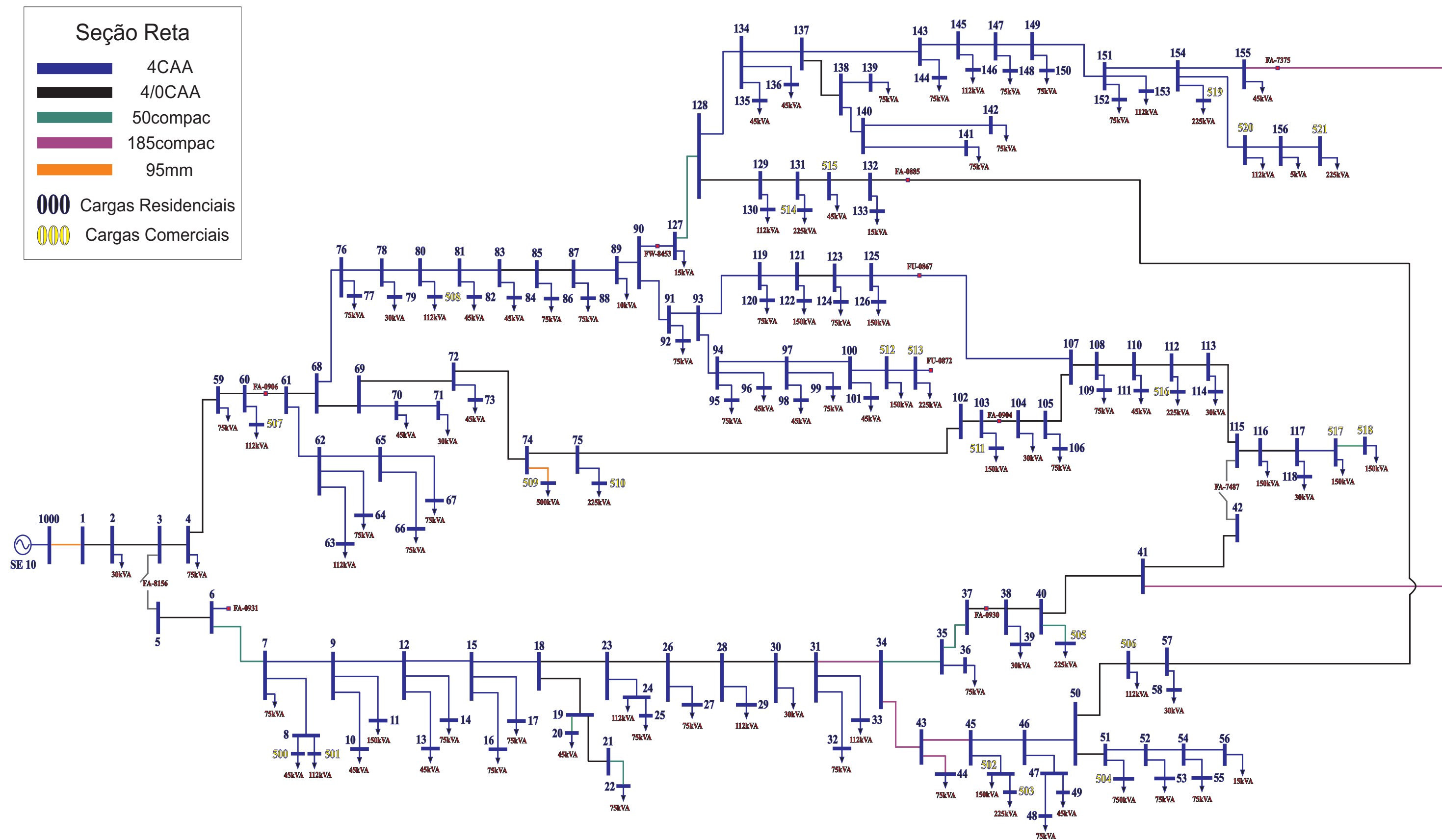
A razão de apresentar o circuito com malhas é de obter-se o conhecimento prévio de todas as conexões passíveis de serem feitas antes de se apresentar o estudo das configurações existentes. No próximo item serão apresentadas diferentes configurações radiais do alimentador, que foram criadas a partir da mudança de operação de algumas destas chaves e que servirão de guia para a análise deste estudo de caso.

3.2.2.1. Configurações

A análise do diagrama unifilar do alimentador 1006 permite notar que o circuito possui 9 possibilidades de chaveamento. Dentre elas, duas estão localizadas no circuito duplo que contorna a região atendida pelo alimentador. Por isto, estas chaves serão consideradas os recursos principais deste estudo. A Figura 3.10 apresenta, de forma esquemática, os recursos principais e as 7 outras chaves de interesse procurando manter a localização geográfica delas no circuito.

Com todas estas opções de recurso de manobra e chaveamento, definiu-se para o alimentador uma configuração base e outras 12 configurações alternativas nas quais são pautadas as simulações deste trabalho. Estas configurações, por sua vez, estão demonstradas na Figura 3.11.

Alimentador 1006 da CEB



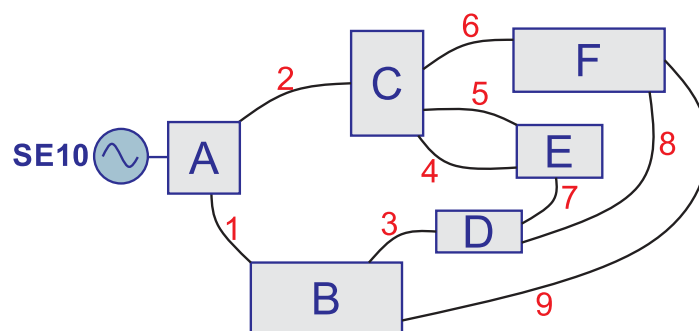


FIGURA 3.10 - ESQUEMÁTICO DOS RECURSOS DE MANOBRA

Vale destacar que elas foram escolhidas dentre várias outras possíveis por apresentarem considerável diferença na distribuição de carga entre si. Analogamente à simplificação feita nas seções retas conforme a Tabela 3.1, concluiu-se que a utilização somente destas configurações são suficientes para obtenção de resultados finais confiáveis e embasados.

Todas as configurações definidas conferem ao circuito o atendimento a todas as cargas existentes e, mais importante, que este atendimento ocorre de forma radial. É interessante que o leitor confira estas duas características na Figura 3.11 antes de prosseguir com a leitura sobre os dados utilizados para as simulações. A Tabela 3.2, por sua vez, apresenta a descrição da operação das chaves para cada uma das 13 configurações do estudo.

TABELA 3.2 - CLASSIFICAÇÃO DAS 13 CONFIGURAÇÕES QUANTO À OPERAÇÃO DAS CHAVES

| Configurações Radiais Possíveis | | | | | | | | | | | | | | | |
|---------------------------------|--------|---------|------|---|---|---|---|---|---|---|---|---|----|----|----|
| Chave | Número | Ramo | Base | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| FA-8156 | 1 | 3/5 | I | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | I | I | I | I | I | I | I |
| FA-0906 | 2 | 60/61 | I | I | I | I | I | I | I | I | I | 0 | I | 0 | I |
| FA-0930 | 3 | 37/38 | I | I | I | I | I | 0 | 0 | 0 | 0 | I | I | I | I |
| FA-0904 | 4 | 103/104 | I | I | I | I | 0 | I | I | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| FU-0867 | 5 | 125/107 | 0 | 0 | 0 | 0 | I | 0 | 0 | I | 0 | 0 | 0 | I | I |
| FW-8453 | 6 | 90/127 | I | I | I | I | I | I | I | I | I | I | 0 | I | 0 |
| FA-7487 | 7 | 42/115 | 0 | I | 0 | 0 | I | I | I | I | I | I | I | 0 | 0 |
| FA-7375 | 8 | 155/41 | 0 | 0 | I | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | I | I | I | 0 | 0 |
| FA-0885 | 9 | 132/57 | 0 | 0 | 0 | I | 0 | I | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | I | I |

Notas:

- As chaves fechadas são representadas por "I";
- As chaves abertas são representadas por "0".

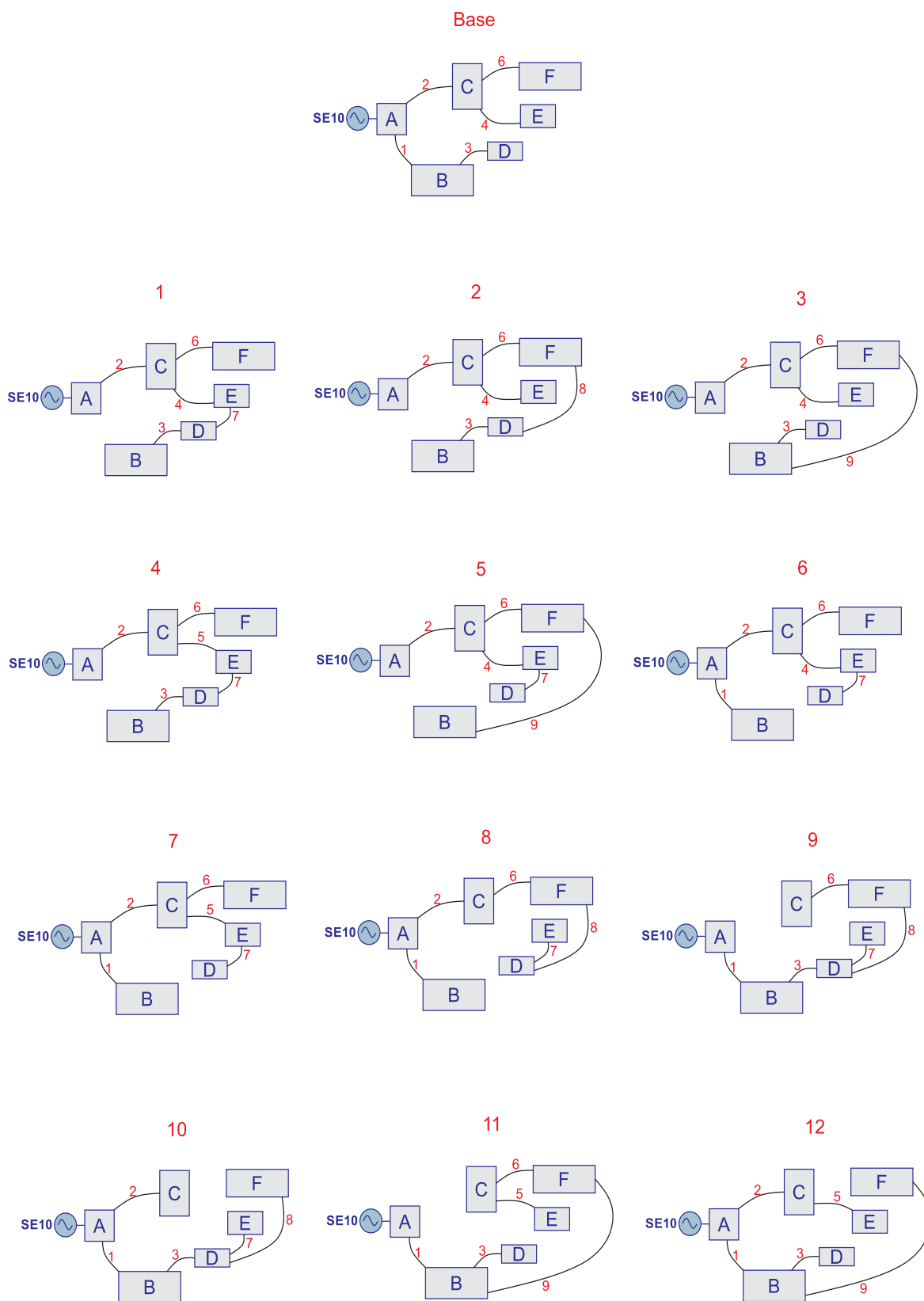


FIGURA 3.11 - AS 13 CONFIGURAÇÕES DE INTERESSE DO ALIMENTADOR 1006 DA CEB

3.2.3. Dados utilizados

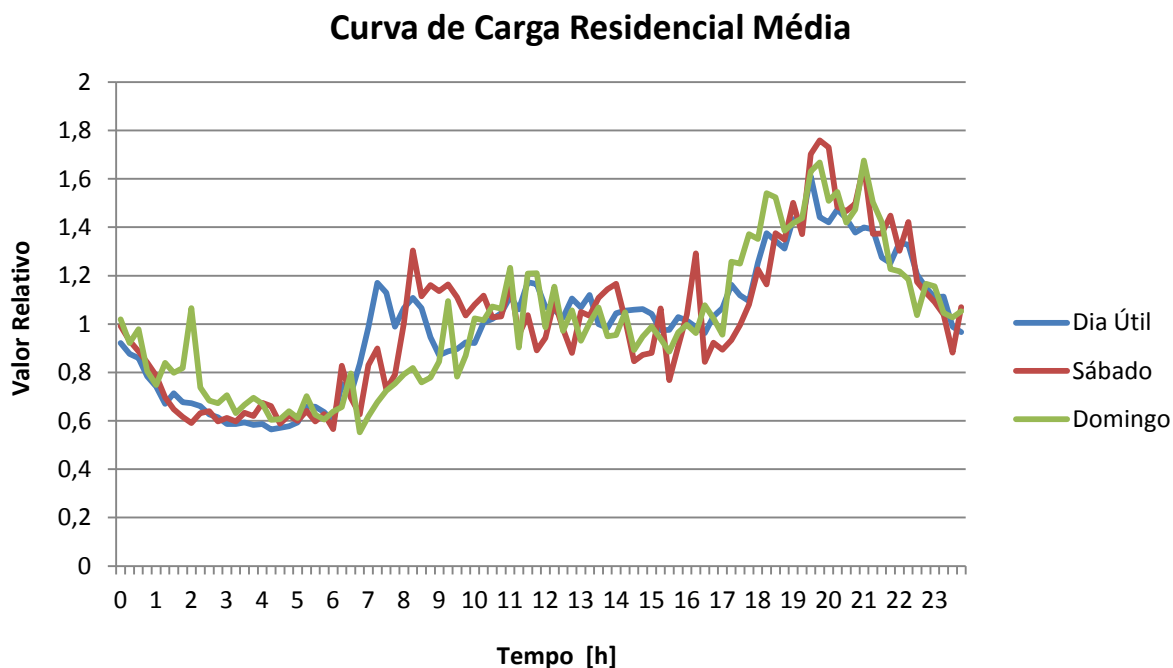
O alimentador é composto por barras que alimentam cargas residenciais e comerciais. Estas, por sua vez, possuem comportamentos distintos no que diz respeito às respectivas curvas de carga. Dentre as cargas comerciais presentes no alimentador em estudo, encontram-se postos de gasolina, supermercados, comércio, igrejas, centros empresariais e escolas.

A necessidade de diferenciar os tipos de carga de acordo com o seu comportamento reside no fato de que está sendo considerado neste estudo que apenas as cargas residenciais serão passíveis de instalar painéis fotovoltaicos em seus telhados. Assim, as cargas comerciais não participarão do incremento de geração distribuída, sendo modeladas apenas como cargas positivas.

Dependendo do nível de consumo de energia num ciclo de faturamento, existem padrões seguidos pela CEB que caracterizam o comportamento de uma curva de carga típica de determinada unidade consumidora, tanto para dias úteis quanto para finais de semana (Shayani, 2010). No caso do alimentador 1006, foram avaliados os consumos médios mensais de aproximadamente 50 unidades consumidoras com o auxílio de dados fornecidos pela CEB.

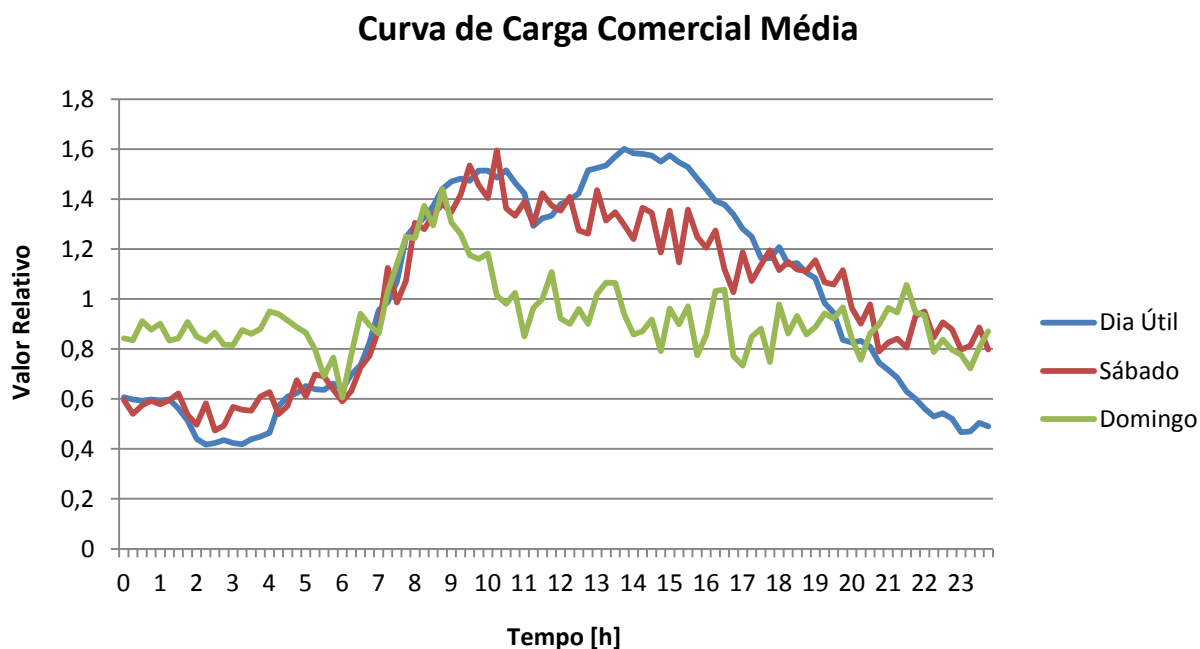
Como resultado, segmentaram-se as cargas residenciais por um consumo de energia mensal médio de 500kWh a 1.000kWh e as cargas comerciais por um consumo mensal médio de 1.000kWh a 5.000kWh. Esta análise levou à utilização do Gráfico 3.1 e do Gráfico 3.2 como base para a determinação do carregamento dos transformadores do alimentador.

O objetivo aqui é encontrar o valor médio do carregamento considerando o período de irradiação de forma a representar o caso mais conservador, ou seja, a maior penetração de geração distribuída fotovoltaica com a menor carga nos transformadores para este período. É importante acrescentar que este estudo não fará a simulação considerando os numerosos instantes medidos nas curvas de carga pelo fato do caso mais conservador já apresentar resultados com grau de confiabilidade suficiente para posteriores tomadas de decisão acerca dos resultados.



Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

GRÁFICO 3.1 - CURVA DE CARGA TÍPICA MENSAL DE UNIDADES CONSUMIDORAS RESIDENCIAIS COM CONSUMO MÉDIO DE 500KWH A 1.000KWH POR MÊS



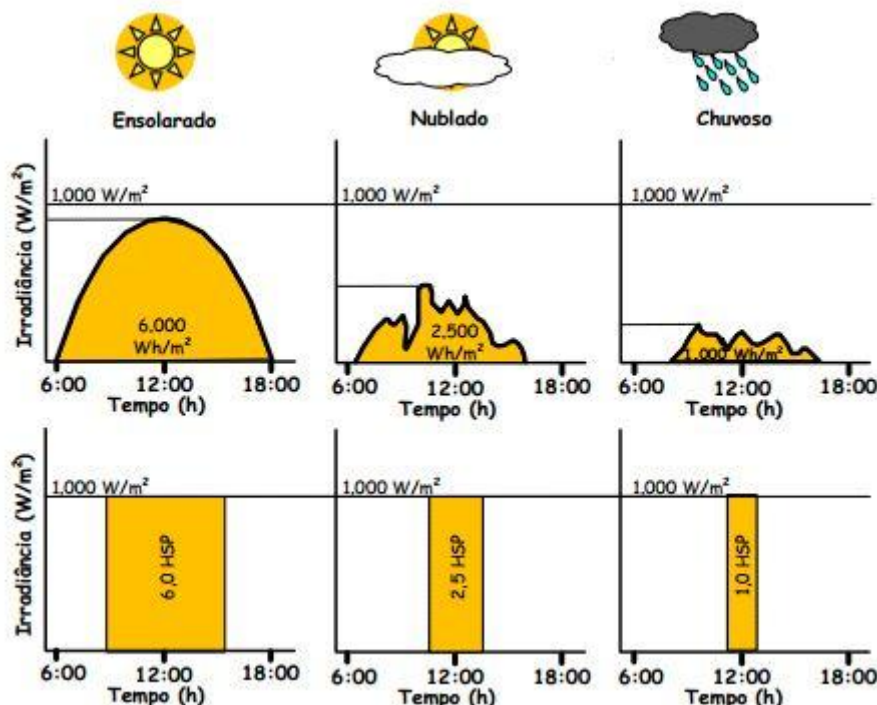
Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

GRÁFICO 3.2 - CURVA DE CARGA TÍPICA MENSAL DE UNIDADES CONSUMIDORAS COMERCIAIS COM CONSUMO MÉDIO DE 1.000KWH A 5.000KWH POR MÊS

Para o período de irradiância solar diário, foi utilizado o conceito de horas de sol pleno (HSP). Trata-se de uma simplificação feita, para fins de estimativa de produção de energia elétrica, em que é levada em consideração a totalidade de energia convertida em intervalos horários. (CEPEL, 2014) A grandeza HSP faz uma equivalência do período real em que a irradiância variou durante o dia, para um período hipotético em que a irradiância permaneceu em 1kW/m^2 e resultou numa mesma quantidade de energia gerada, ou seja, trata-se de um período mais curto do que o real com uma irradiação constante mais alta. Por exemplo, para uma irradiância diária de 6kWh/m^2 , temos que o número de HSP seria:

$$\text{HSP} = \frac{6[\text{kWh/m}^2]}{1[\text{kW/m}^2]} = 6[\text{h/dia}] \quad (3.1)$$

Esta analogia é apresentada no Gráfico 3.3 onde é apresentado o conceito para três diferentes situações de radiação solar e a forma como elas podem ser modeladas por períodos de radiação constante igual a 1kW/m^2 (HSP).



Fonte: CEPEL, 2014. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, (p.300-1). Rio de Janeiro: CEPEL - DTE - CRESESB.

GRÁFICO 3.3 - EQUIVALÊNCIAS DE HSP PARA DIFERENTES PERFIS DE RADIAÇÃO SOLAR

Pode-se perceber que a irradiância solar real é observada das 06:00 às 18:00, porém com considerável variação durante este período. Dessa forma, o que esta equivalência em HSP faz é definir que a energia gerada neste período é a mesma que a energia gerada num período menor que possui irradiância constante de 1kW/m^2 . Pode-se perceber também que as HSP ficam tão menores quanto mais críticas forem as condições climáticas à irradiância.

Dando prosseguimento ao tratamento dos dados de curva de carga, a Tabela 3.3 apresenta as médias de carregamento calculadas da curva de carga típica de unidades consumidoras residenciais e comerciais no período de 06:00 às 18:00 em dias úteis, sábado e domingo, separadamente.

TABELA 3.3 - CARREGAMENTO MÉDIO NO PERÍODO DE IRRADIÂNCIA SOLAR

Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

| | Residencial (500kWh a 1.000kWh) | Comercial (1.000kWh a 5.000KWh) |
|-----------------|---------------------------------|---------------------------------|
| Dia Útil | 63,08% | 83,92% |
| Sábado | 56,04% | 77,18% |
| Domingo | 57,09% | 57,04% |

Vale lembrar que estes valores são relativos aos valores máximos de carregamento apresentados pelo Gráfico 3.1 e Gráfico 3.2. Ou seja, são porcentagens dos valores de ponta para cada situação. No entanto, sabe-se que os valores de ponta não contemplam uma utilização de 100% dos transformadores, dessa forma, resta somente o estabelecimento do carregamento real destes transformadores para obter-se a porcentagem pela qual serão ponderadas as cargas instaladas nas barras do circuito.

O carregamento do alimentador, baseado na quantidade de carga suprida pela capacidade física do mesmo, aponta um valor relativo de 89% (CEB-Distribuição, 2014). Então pode-se calcular o efeito desta ponderação do carregamento do alimentador na média calculada anteriormente pela Tabela 3.4.

TABELA 3.4 - DEMANDA INSTANTÂNEA PONDERADA A 89% DE CARREGAMENTO

Fonte: SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD-051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

| | Residencial (500kWh a 1.000kWh) | Comercial (1.000kWh a 5.000KWh) |
|-----------------|--|--|
| Dia Útil | 56,14% | 74,69% |
| Sábado | 49,88% | 68,69% |
| Domingo | 50,81% | 50,77% |

Estes são os valores utilizados nas simulações no que tange aos carregamentos dos transformadores para a situação mais conservadora. A fim de contemplar uma contribuição de realismo ao estudo, foi contabilizada uma aleatoriedade de 15% para mais ou para menos a estas demandas dos transformadores, já que os comportamentos de consumo das unidades consumidoras que compõem os transformadores não são idênticas.

A consolidação dos dados utilizados nas simulações de carga instalada por barra do alimentador, de comprimento e seção reta por ramo e este fator de aleatoriedade utilizado por barra são apresentados no Apêndice A ao final do trabalho.

Os limitantes de corrente utilizados são as capacidades de cada ramo do circuito dadas por sua seção reta, ou seja, dependendo de características como diâmetro e isolamento do cabo, este terá mais ou menos capacidade de corrente. Já no que tange à tensão, os limitantes utilizados nas simulações foram 0,93 pu e 1,05 pu (ANEEL, 2012). Ou seja, as tensões em todas as barras devem estar no intervalo entre estes dois valores para que a norma quanto à tensão de entrega seja obedecida.

Resta a descrição dos dados utilizados para o cálculo da área dos painéis fotovoltaicos utilizados. A fim de manter a abordagem o mais conservadora possível, adotou-se uma eficiência dos painéis neste estudo de 7%, que está relacionada com o painel construído com filme fino. O conservadorismo reside no fato de que este material apresenta o menor custo e, conseqüentemente, a menor eficiência dentre os diferentes materiais existentes de painéis. Isso quer dizer que para um mesmo período, este painel

é o que necessita de uma maior área instalada para a mesma energia convertida, se comparada com outros painéis.

Por parte das residências do alimentador, alguns dados também são relevantes para a análise. O número total de residências no alimentador deve ser estimado quando da obtenção dos resultados, conforme explicado no item 3.1.3. Já a área total de telhado por residência, necessária para limitar a área dos painéis, é baseada na menor medida dentre os alimentadores, com a ajuda das ferramentas do Google Earth®. O valor encontrado foi de 240 m².

Outro valor de grande relevância é o consumo médio mensal das residências do alimentador. Com o auxílio no fornecimento de dados por parte da CEB, pôde-se medir o consumo médio anual de aproximadamente 30 residências e obteve-se o valor médio de 800 kWh por mês. Este valor é útil no cálculo da área de painel fotovoltaico necessária para a residência suprir o seu próprio consumo.

Isto conclui todos os materiais que servem de entrada para o atingimento do objetivo final através das simulações.

4. Resultados e Discussão

Neste capítulo é apresentada a análise completa das simulações realizadas sobre o alimentador 1006. Ela se desenvolve em 2 etapas: na primeira, é discutida a influência decorrente da variação das configurações considerando o chaveamento dos recursos de manobra, do carregamento do alimentador e da tensão de saída da subestação na quantidade de potência ativa passível de ser injetada na rede via geração distribuída fotovoltaica.



FIGURA 4.1 - ESQUEMÁTICO DAS ETAPAS DE ANÁLISE

Na segunda etapa são apresentados os resultados dos limites de geração distribuída simulados para cada configuração, para dias úteis e finais de semana. Então, é feito um estudo voltado para os consumidores residenciais abordando a implementação de módulos fotovoltaicos em seus telhados e a discussão de alternativas de melhoria da capacidade da rede de gerar de forma distribuída.

4.1. Análise inicial

4.1.1. Triagem de configurações

Primeiramente foi feita uma seleção de quais configurações estão dentro dos limites avaliados de tensão adequada, entre 0,93 pu e 1,05 pu considerando o circuito completamente passivo, ou seja, sem qualquer injeção de geração distribuída.

Duas grandezas que variam este atendimento aos requisitos de tensão das barras são: a tensão na saída da subestação e o carregamento dos transformadores. A primeira grandeza se faz de grande interesse já que, no caso do circuito passivo, ela estabelece a maior tensão da rede, elevando a tensão mínima de forma linear. Já o carregamento dos transformadores afetam as quedas de tensão existentes nas barras do circuito, dessa forma, afetando a tensão mínima medida.

Inicialmente, optou-se por avaliar a influência da tensão na saída da subestação com o carregamento fixo no valor de 89% da potência nominal dos transformadores, pois este é o valor de referência fornecido pela CEB.

Os resultados apresentados na Tabela 4.1 mostram a variação da tensão mínima medida nas barras pelas simulações de fluxo de potência de cada uma das 13 configurações, variando a tensão de saída da subestação de 1,00 pu a 1,05 pu. A partir destes dados, definiu-se a menor tensão de saída da subestação que permite o maior número de configurações a serem utilizáveis. Isto quer dizer a menor tensão de saída da subestação que, com o circuito passivo, atende aos limites de tensão nas barras de 0,93 pu e 1,05 pu.

TABELA 4.1 - TENSÕES MÍNIMAS MEDIDAS NAS BARRAS PARA CADA TENSÃO DE SAÍDA DA SUBESTAÇÃO PARA UM CARREGAMENTO DE 89% [PU]

| Configuração | Tensão de Saída da Subestação | | | | | |
|---|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 1,00 pu | 1,01 pu | 1,02 pu | 1,03 pu | 1,04 pu | 1,05 pu |
| Base | 0,915 | 0,926 | 0,937 | 0,948 | 0,959 | 0,970 |
| 1 | 0,868 | 0,880 | 0,891 | 0,903 | 0,915 | 0,926 |
| 2 | 0,831 | 0,844 | 0,856 | 0,868 | 0,880 | 0,892 |
| 3 | 0,866 | 0,877 | 0,889 | 0,901 | 0,912 | 0,924 |
| 4 | 0,833 | 0,845 | 0,857 | 0,869 | 0,882 | 0,894 |
| 5 | 0,869 | 0,881 | 0,892 | 0,904 | 0,915 | 0,927 |
| 6 | 0,905 | 0,916 | 0,927 | 0,938 | 0,949 | 0,960 |
| 7 | 0,900 | 0,911 | 0,923 | 0,934 | 0,945 | 0,956 |
| 8 | 0,890 | 0,902 | 0,913 | 0,924 | 0,936 | 0,947 |
| 9 | 0,820 | 0,832 | 0,845 | 0,857 | 0,869 | 0,882 |
| 10 | 0,889 | 0,901 | 0,912 | 0,923 | 0,934 | 0,946 |
| 11 | 0,863 | 0,875 | 0,886 | 0,898 | 0,910 | 0,921 |
| 12 | 0,909 | 0,921 | 0,932 | 0,943 | 0,954 | 0,965 |
| % dentro dos limites | 0% | 0% | 15% | 31% | 46% | 46% |
| % dentro ou próximo dos limites | 0% | 15% | 31% | 46% | 46% | 77% |

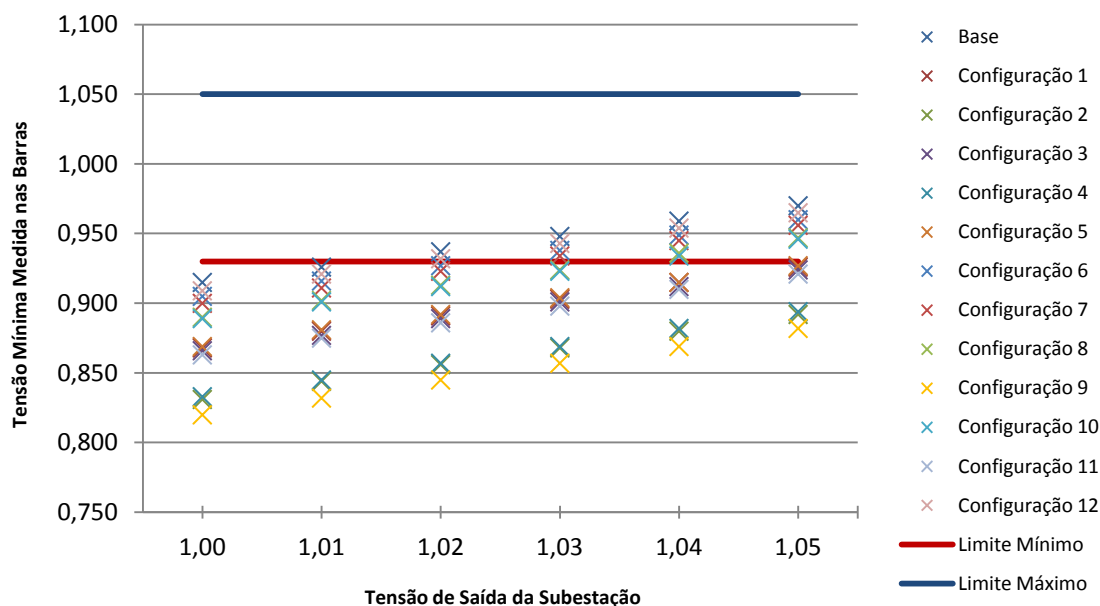


GRÁFICO 4.1 - INFLUÊNCIA DA TENSÃO DE SAÍDA DA SUBESTAÇÃO NO NÚMERO DE CONFIGURAÇÕES UTILIZÁVEIS

Pode-se perceber que a utilização de tensões de saída da subestação muito baixas limitaria em grande quantidade a utilização das configurações para o estudo. Para não haver uma perda muito grande neste número de configurações utilizáveis, optou-se por modelar o sistema com uma tensão de saída da subestação de 1,04 pu. Cabe ressaltar aqui que, conforme esperado, a relação das tensões mínimas com a tensão de saída da subestação obedeceu uma relação linear para todas as configurações conforme apresentado no Gráfico 4.1.

Com isto, tem-se 6 configurações utilizáveis para a análise, são elas: a configuração base, 6, 7, 8, 10 e 12.

Conforme apresentado pela Figura 3., todas as configurações que alimentam o circuito inteiro somente através da chave 1 foram rejeitadas nesta análise. Para tentar entender o porquê deste mínimo de tensão tão baixo dentre estas configurações rejeitadas, simularam-se novamente todas supondo que o carregamento estivesse dentro do limite desejável para redes aéreas radiais de 65% (CEB-Distribuição, 2011), para avaliar se esta variação tem uma influência maior que a tensão de saída da subestação.

Os resultados da Tabela 4.2 e do Gráfico 4.2 contabilizam um carregamento hipotético de 60% para demonstrar esta adequação à norma com uma margem de 5%.

TABELA 4.2 - TENSÕES MÍNIMAS MEDIDAS NAS BARRAS PARA CADA TENSÃO DE SAÍDA DA SUBESTAÇÃO PARA UM CARREGAMENTO DE 60% [PU]

| Configuração | Tensão de Saída da Subestação | | | | | |
|---------------------------------|-------------------------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| | 1,00 pu | 1,01 pu | 1,02 pu | 1,03 pu | 1,04 pu | 1,05 pu |
| Base | 0,945 | 0,955 | 0,966 | 0,976 | 0,987 | 0,997 |
| 1 | 0,915 | 0,926 | 0,937 | 0,948 | 0,959 | 0,97 |
| 2 | 0,893 | 0,904 | 0,916 | 0,927 | 0,938 | 0,949 |
| 3 | 0,914 | 0,925 | 0,936 | 0,947 | 0,958 | 0,969 |
| 4 | 0,894 | 0,905 | 0,917 | 0,928 | 0,939 | 0,95 |
| 5 | 0,916 | 0,927 | 0,938 | 0,949 | 0,96 | 0,971 |
| 6 | 0,938 | 0,949 | 0,959 | 0,97 | 0,981 | 0,991 |
| 7 | 0,935 | 0,946 | 0,957 | 0,967 | 0,978 | 0,989 |
| 8 | 0,929 | 0,94 | 0,951 | 0,961 | 0,972 | 0,983 |
| 9 | 0,886 | 0,898 | 0,909 | 0,921 | 0,932 | 0,943 |
| 10 | 0,928 | 0,939 | 0,95 | 0,961 | 0,971 | 0,982 |
| 11 | 0,912 | 0,923 | 0,934 | 0,945 | 0,956 | 0,967 |
| 12 | 0,941 | 0,952 | 0,962 | 0,973 | 0,984 | 0,994 |
| % dentro dos limites | 31% | 46% | 77% | 77% | 100% | 100% |
| % dentro ou próximo dos limites | 46% | 77% | 77% | 100% | 100% | 100% |

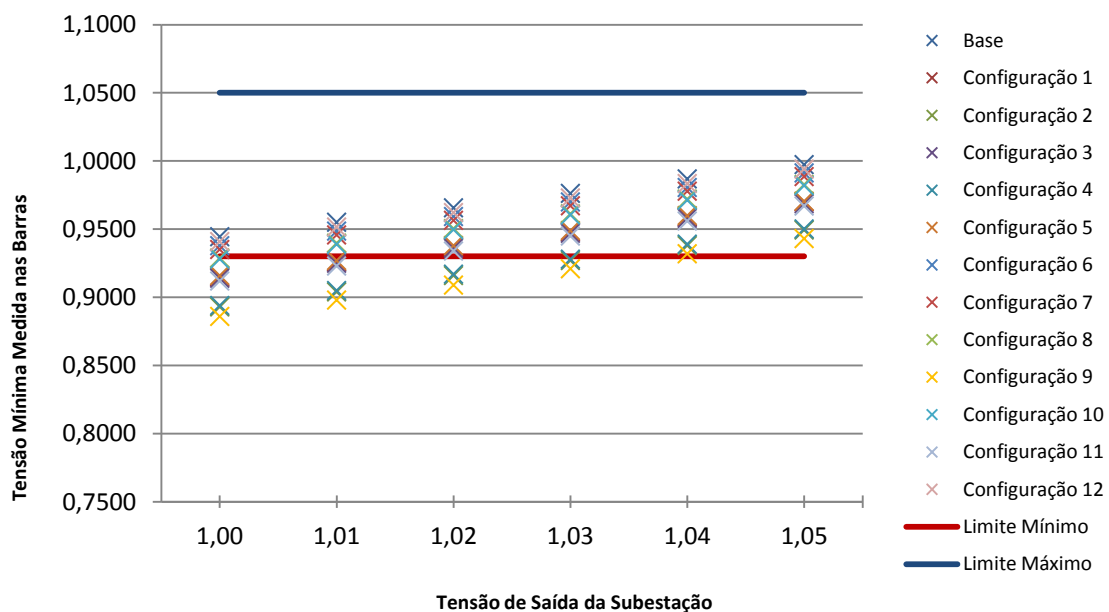


GRÁFICO 4.2 - INFLUÊNCIA DA TENSÃO DE SAÍDA DA SUBESTAÇÃO CONSIDERANDO CARREGAMENTO DE 60%

O leitor deve ter percebido que houve uma grande elevação do patamar de tensão mínima se comparado com o carregamento real. Percebe-se que o decréscimo do carregamento em quase 30% fez que a conclusão das configurações utilizáveis anterior fosse alcançada com uma tensão de saída da subestação ajustada para apenas 1,01 pu. Pôde-se perceber também que, desta vez, para a tensão de 1,04 pu todas as configurações seriam utilizáveis.

Cabe notar que as configurações apresentaram resultados relativos que se assemelham aos resultados anteriores, ou seja, faz sentido que a configuração 9 tenha apresentado os piores resultados nos dois casos e que a configuração base tenha apresentado os melhores, por exemplo.

Por último, é necessário destacar que, todos estes resultados são obtidos com base no regime de dias úteis, julgando ser o suficiente neste momento para a determinação das configurações utilizáveis. Isso porque os dias úteis englobam o comportamento de carga mais elevada das unidades consumidoras, então trata-se da situação mais conservadora.

4.1.2. Verificação de influências

Feita esta triagem inicial, destacam-se 3 situações de interesse no que tange ao carregamento e à tensão de saída da subestação e que estão destacadas na Tabela 4.1 e Tabela 4.2. São elas:

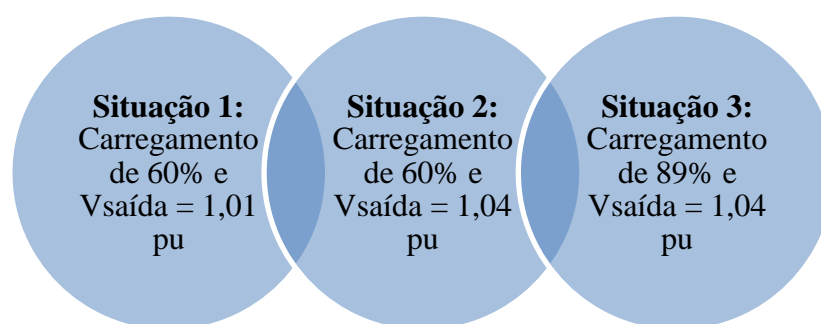


FIGURA 4.2 - DESCRIÇÃO DAS 3 SITUAÇÕES TRATADAS

Vale notar que as situações 1 e 3 apresentaram somente 6 configurações utilizáveis, enquanto que na situação 2, todas estiveram dentro dos limites de tensão. Com isto em mente, foram feitas as simulações de incremento de P_{GDFV} para todas as configurações utilizáveis nestas 3 situações. Resultados apresentados na Tabela 4.3.

TABELA 4.3 - LIMITE DE POTÊNCIA ATIVA INSTANTÂNEA QUE PODE SER INSTALADA NO ALIMENTADOR NAS SITUAÇÕES 1, 2 E 3 [MW]

| Configuração | Situação 1 | Situação 2 | Situação 3 |
|--------------|------------|------------|------------|
| Base | 10,693 | 7,012 | 9,746 |
| 1 | - | 6,661 | - |
| 2 | - | 5,960 | - |
| 3 | - | 6,136 | - |
| 4 | - | 6,136 | - |
| 5 | - | 6,136 | - |
| 6 | 9,992 | 6,837 | 9,486 |
| 7 | 9,817 | 6,837 | 9,486 |
| 8 | 9,641 | 6,661 | 9,486 |
| 9 | - | 5,960 | - |
| 10 | 9,291 | 6,661 | 9,356 |
| 11 | - | 6,136 | - |
| 12 | 10,167 | 6,837 | 9,616 |

Com base no número de iterações das simulações, obtiveram-se os resultados apresentados acima. Percebe-se que, mesmo na situação 2 em que todas as configurações são utilizáveis, os maiores limites de penetração de geração distribuída incidiram justamente sobre as configurações base, 6, 7, 8, 10 e 12, ou seja, as configurações utilizáveis do estudo apresentaram maiores limites em qualquer situação.

Pôde-se perceber também que, por causa da semelhança na distribuição de cargas de algumas configurações, seus resultados foram iguais. Isto quer dizer que apresentaram o mesmo número de iterações. Por exemplo, as configurações 6 e 7 apresentaram o mesmo limite de potência de 6,837 MW e diferem no suprimento às cargas em apenas uma chave.

Vale ressaltar que para esta análise foi empregado um incremento de geração distribuída equivalente a 10% da potência ativa residencial demandada. Considerou-se que este incremento contribuiu suficiente precisão para esta análise. Como estes 10% se referem a um valor menor quando o carregamento analisado é de 60%, são necessárias mais iterações nas situações 2 e 3, do que na situação 1 para se atingir um mesmo valor de potência.

Finalmente, para se avaliar qual grandeza mais afetou o limite físico da penetração de geração distribuída, cabe fazer uma verificação de duas vias, ou seja, fixa-se a tensão de saída da subestação e varia-se o carregamento (Gráfico 4.3), depois fixa-se o carregamento e varia-se a tensão de saída da subestação (Gráfico 4.4). Neste caso a situação que serve de base para a comparação é a situação 2, que possui carregamento igual à situação 1 e tensão de saída da subestação igual à situação 3.

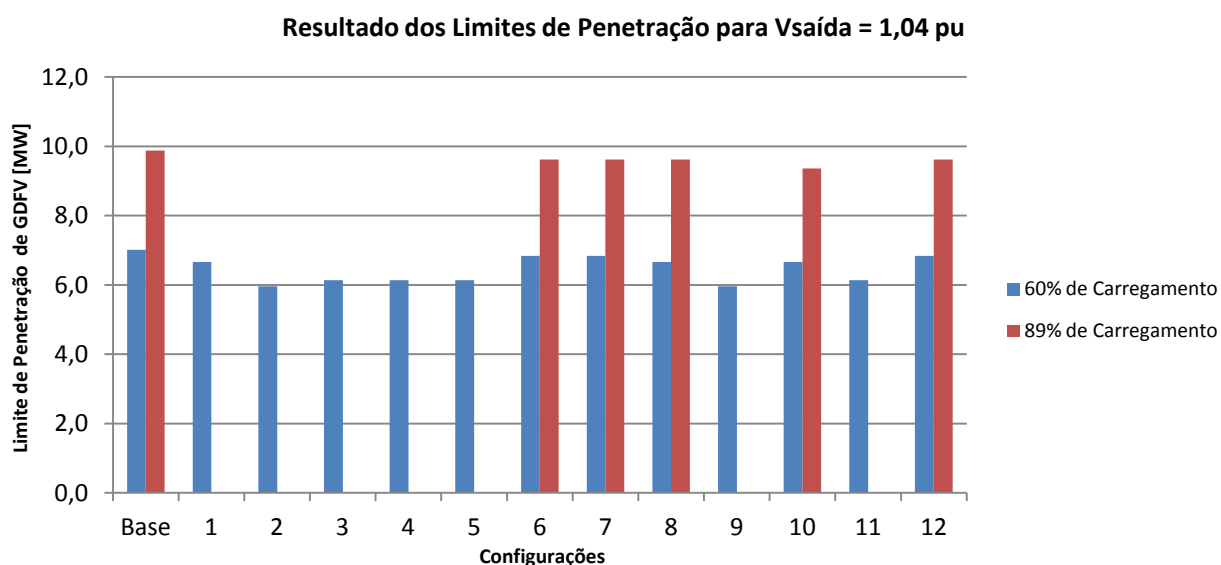


GRÁFICO 4.3 - INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DO CARREGAMENTO COM A TENSÃO DE SAÍDA DA SUBESTAÇÃO = 1,04 PU

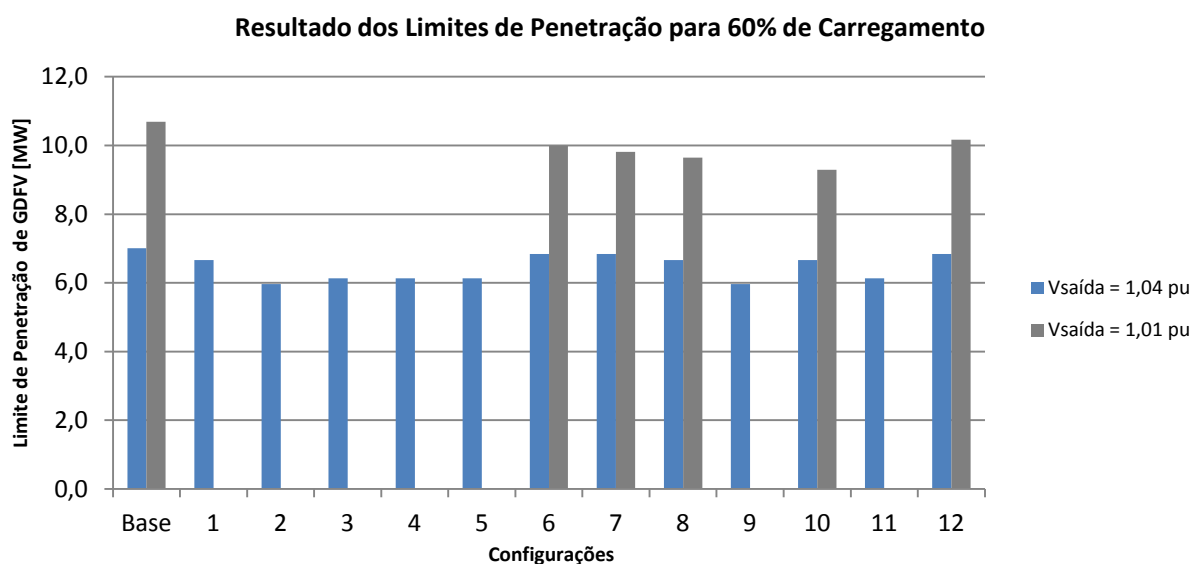


GRÁFICO 4.4 - INFLUÊNCIA DA VARIAÇÃO DA TENSÃO DE SAÍDA DA SUBESTAÇÃO COM O CARREGAMENTO DE 60%

4.1.2.1. Avaliação individual

Começando pela análise da situação 2, representada em azul nos gráficos, existe uma variação do limite de penetração calculado para cada configuração. Esta diferença chega a 1,05 MW, o que representa 40% da potência ativa instantânea demandada pelas residências do alimentador no período de irradiação, que é igual a 2,60 MW. Por este ponto de vista, esta se torna uma grande variação, no entanto, pela avaliação dos limites de potência medidos nem tanto. Um delta de 1,05 MW significa que o máximo que um limite calculado varia de uma configuração a outra gira em torno de 15% a 17%.

Da análise da situação 1, representada em cinza pelo Gráfico 4.4, verifica-se um grande aumento nos limites calculados, chegando até a 10,693 MW. Em geral as medições corresponderam a 146% dos valores encontrados na situação 2. Quando avaliam-se as variações apresentadas pelas configurações, o resultado encontrado também foi maior que na situação 2. O maior aumento, neste caso, chegou a 1,4 MW que, por sua vez, corresponde de 13% a 15% dos limites calculados.

Finalmente por parte da situação 3, representada em vermelho no Gráfico 4.3, os limites medidos se aproximaram mais da situação 1 (cinza) que da situação 2 (azul). O aumento médio dos valores, neste caso, foi de 140% em comparação com a situação 2, sendo que o maior valor medido foi de 9,746 MW na configuração base. Já, por parte da variação dos limites calculados, a maior variação foi igual a 0,4 MW (4%), o que é razoavelmente menor do que as variações apresentadas pelas situações 1 e 2.

4.1.2.2. Avaliação comparativa

Partindo para uma análise mais geral dos resultados, pôde-se perceber que a configuração base foi a que obteve o maior limite de penetração de geração distribuída para todas as situações. A configuração 10, por sua vez, apresentou os menores limites nas situações 1 e 3, porque na situação 2, as configurações 2 e 9 tiveram os resultados mais críticos. Isto pode ser explicado pela distribuição não eficiente de cargas destas configurações, ou seja, elas apresentam as maiores distâncias para se atenderem às cargas dentre todas as configurações. Isto pode ser percebido lembrando da estrutura destas configurações na Figura 4.3 quando comparadas com a configuração base.

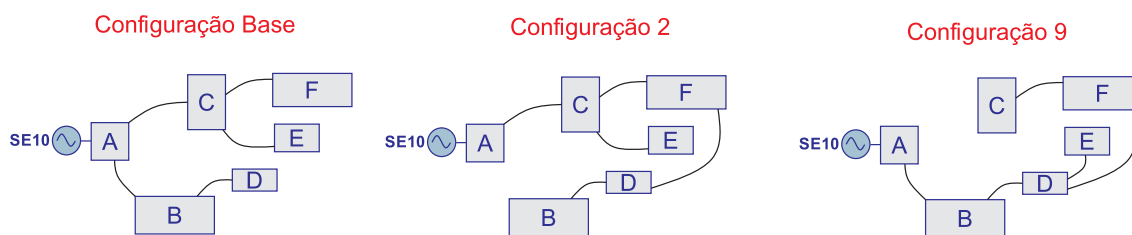


FIGURA 4.3 - COMPARAÇÃO DAS ESTRUTURAS DAS CONFIGURAÇÕES BASE, 2 E 9

Outra observação que cabe ser feita é que houve uma maior variação dos limites medidos entre as configurações utilizáveis na situação 1, representada em cinza, se comparada com a situação 3, representada em vermelho.

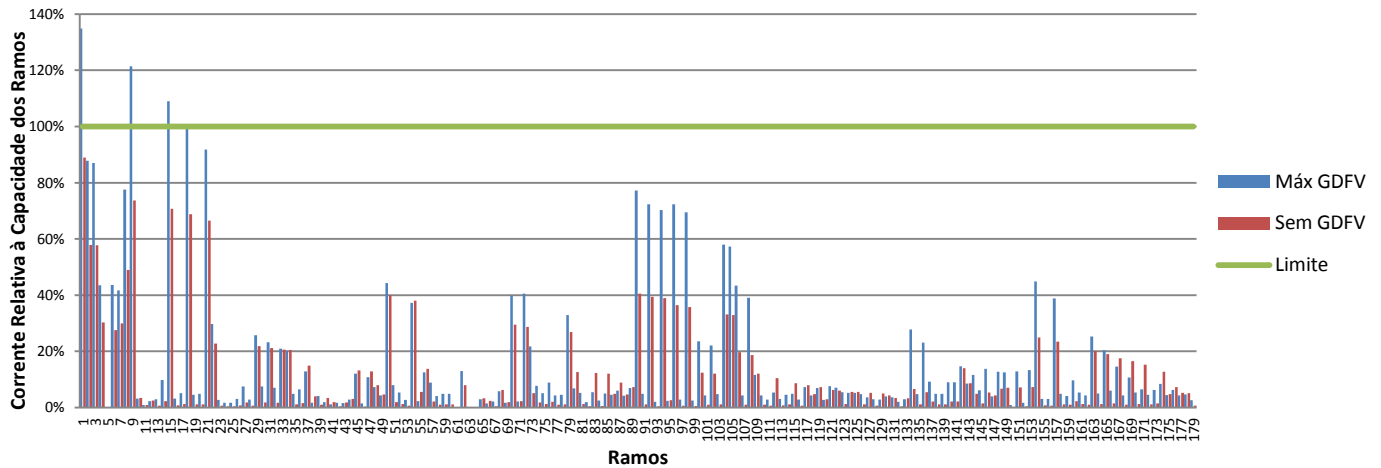
Pode-se perceber também que, para que o mesmo número de configurações utilizáveis (situações 1 e 3) apresente um carregamento dentro do limite de 65%, é necessária a utilização de uma tensão de saída da subestação menor. Ao mesmo tempo, isto possibilita uma penetração de geração distribuída fotovoltaica maior em quase todas as configurações, quando comparada com a tensão de saída da subestação de 1,04 pu.

Outra análise de interesse é a da variável corrente. Utilizando a configuração base para ilustração, a avaliação da corrente medida nos ramos com relação à capacidade de corrente dos mesmos, resultou no Gráfico 4.5. Nele são apresentados os comportamentos de corrente em dias úteis para cada uma das 3 situações descritas.

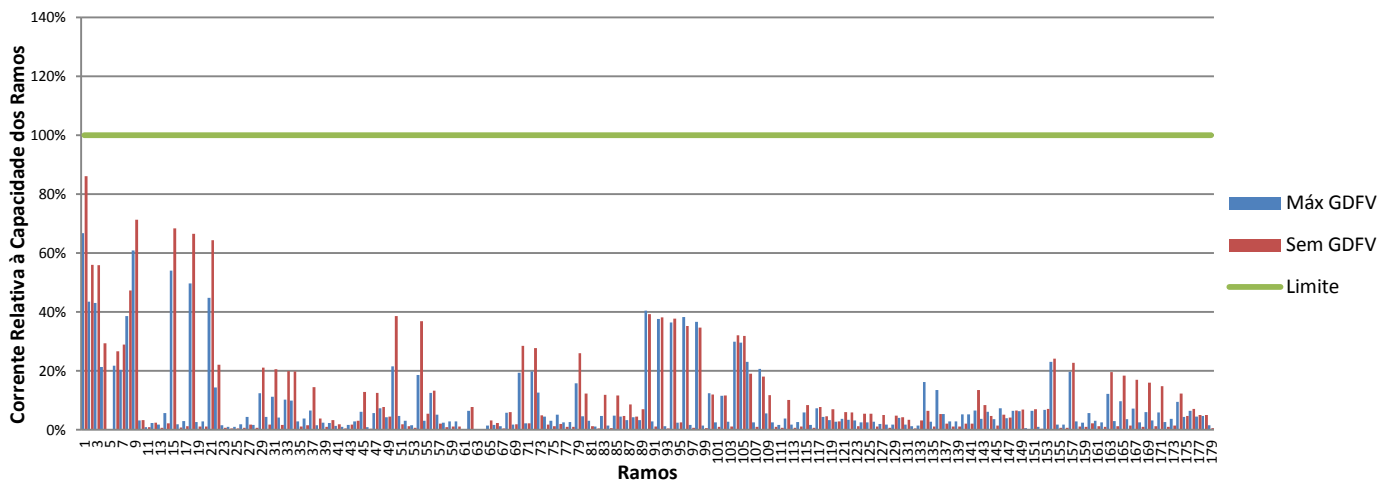
Como era de se esperar, para o caso do circuito passivo, representado em vermelho, a situação 1 apresentou o mesmo comportamento da situação 3, porém escalonado para baixo. Isto quer dizer que o circuito menos carregado realmente utilizou menos da rede de distribuição. Em ambos os casos a penetração de geração distribuída diminui o uso da rede, tanto que na situação 3 promove a adequação dos primeiros ramos que estavam acima da capacidade.

Analisando agora as situações 1 e 2, percebe-se um resultado que também era esperado. Quando há uma menor tensão de saída da subestação, consequentemente, há uma maior possibilidade de excursão da tensão deste até a tensão limite de 1,05 pu. Por isso resultaram maiores limites de geração distribuída para a situação 1, representado em azul. Em outras palavras, a maior variação entre a tensão de saída da subestação e a tensão limite superior, causa um maior limite de geração distribuída.

Situação 1: Configuração Base - Dias Úteis - 60% de Carregamento - Vsaída = 1,01 pu



Situação 2: Configuração Base - Dias Úteis - 60% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu



Situação 3: Configuração Base - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu

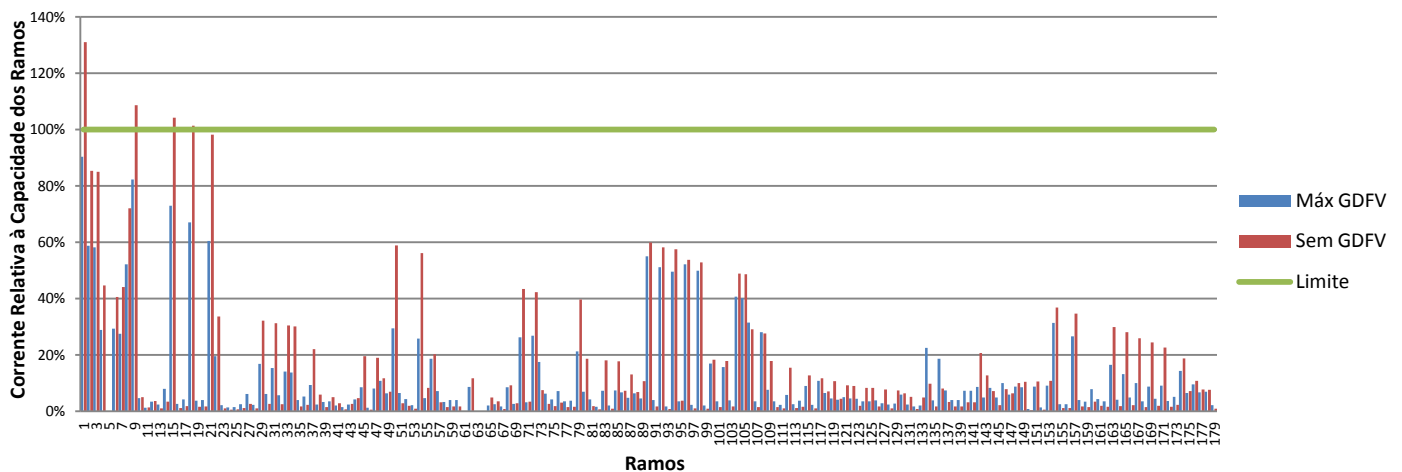


GRÁFICO 4.5 - CORRENTE MEDIDA EM RELAÇÃO À CAPACIDADE DE CORRENTE NOS RAMOS PARA AS 3 SITUAÇÕES DESCRITAS NA CONFIGURAÇÃO BASE EM DIAS ÚTEIS

Isto conclui a etapa inicial de análise sobre os efeitos da tensão de saída da subestação e do carregamento nos limites de penetração de geração distribuída.

4.2. Análise dos limites de Geração Distribuída fotovoltaica e dos painéis fotovoltaicos nas residências

4.2.1. Determinando valores de comparação para o estudo

Antes de iniciar a apresentação dos resultados, um valor que será utilizado como base para o estudo deve ser calculado. Este valor é a área de painel fotovoltaico que deve ser instalada em uma residência para esta consiga suprir toda a sua energia consumida num determinado período de tempo.

Com base no consumo médio mensal de 800k kWh para as residências deste alimentador, um período de 5 horas de sol pleno considerado em Brasília e uma eficiência mínima de módulos fotovoltaicos de 7%, a área necessária para que uma residência supra o seu próprio consumo de energia é equivalente a 76,2 m². O que representa, na visão mais conservadora, 32% de um telhado típico das residências deste alimentador, considerando o valor médio de 240 m². Ou seja, até o momento não há impeditivo no que tange à área necessária para a instalação de painéis fotovoltaicos nas residências para suprir seu próprio consumo.

Este valor de 76,2 m² é o que deve ser tomado como referência no decorrer da análise. No entanto, por fim de comparação com os resultados dos limites de potência instantânea que são apresentados, é interessante saber quais são as potências instantâneas demandadas para atender puramente às cargas do alimentador. Estes valores, apresentados na Tabela 4.4, são utilizados para estimar o número de residências existentes no alimentador. Esta informação, por sua vez, é utilizada para intermediar a análise dos resultados dos limites de penetração obtidos.

TABELA 4.4 - POTÊNCIA ATIVA INSTANTÂNEA POR PERÍODO E TIPO DE CARGA

| | Potência Ativa Instantânea [MW] | |
|---------------------|--|----------------|
| | Dias Úteis | Domingo |
| Residenciais | 2,59 | 2,35 |
| Comerciais | 3,09 | 2,53 |
| TOTAL | 5,68 | 4,88 |

Estes valores representam potências ativas instantâneas para o período de irradiância solar diário. Da curva de carga típica utilizada, tem-se que para o período de irradiância, as médias dos carregamentos para dias úteis e domingo diferem da média do período de irradiância em menos de 1%, logo, considerou-se que estas potências instantâneas eram as próprias potências médias diárias.

Com as potências médias diárias para dias úteis e domingo, calcula-se o consumo médio mensal com a integralização no tempo. O valor é aproximadamente 1.842 MWh/mês. Dividindo pelo consumo médio mensal de 0,8 MWh/mês, o número de residências estimado é de 2.303.

Embasado nestes valores, a análise dos resultados dos limites de penetração de potência ativa instantânea se torna mais significativa.

4.2.2. Análise inicial dos resultados

Foram feitas as simulações das configurações utilizáveis para 89% de carregamento e 1,04 pu de tensão de saída da subestação, conforme definido. Seguindo a óptica da situação mais conservadora, optou-se por fazer as simulações para o comportamento da curva de dias úteis e domingo considerando, para qualquer fim de cálculo necessário, que o final de semana é composto por dois dias com comportamento de domingo. Isto foi feito porque o carregamento médio de sábado é relativamente maior que o de domingo porém, razoavelmente menor que o dos dias úteis, então domingo representa o menor carregamento.

Dito isto, os limites de geração distribuída encontrados para dias úteis e domingo são apresentados na Tabela 4.5. A estrutura destas configurações utilizáveis pode ser encontrada no Apêndice C.

TABELA 4.5 - LIMITES DE PENETRAÇÃO DE POTÊNCIA ATIVA VIA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

| Configuração | Dias Úteis | Domingo |
|---------------|------------|---------|
| Base | 9,75 | 8,47 |
| 6 | 9,49 | 8,35 |
| 7 | 9,49 | 8,35 |
| 8 | 9,49 | 8,35 |
| 10 | 9,36 | 8,12 |
| 12 | 9,62 | 8,35 |
| Média | 9,53 | 8,33 |
| Desvio Padrão | 0,13 | 0,11 |

Inicialmente, é essencial notar que a variação entre os limites calculados para cada configuração não foi substancial. Isto quer dizer que mesmo com uma grande variação na distribuição de cargas entre as diferentes configurações, o limite manteve-se no mesmo patamar.

Também é importante explicitar que, conforme esperado, os limites de domingo foram menores que os de dias úteis, já que seu próprio carregamento é menor. Dito isto, percebe-se que estes valores foram bem mais elevados que os valores de potência ativa demandada tanto para residências quanto para comércios. Estes limites correspondem a algo em torno de 370% da potência das residências ou 170% da carga total do alimentador.

Apesar de parecer mais do que o suficiente, o leitor deve lembrar que está sendo tratado o período de irradiância solar somente. Ou seja, esta é uma comparação da potência gerada e consumida no período de irradiância e sabe-se que o pico de consumo nem ocorre dentro deste período. O horário de ponta ocorre após a irradiância já ser considerada zero. Então para que uma residência compense toda a sua energia consumida, o painel fotovoltaico instalado tem de ser capaz de gerar pelo período de 5 horas o mesmo que a residência consome num dia.

Com isso em mente, esses valores já não aparentam estar tão fora do normal. Talvez eles até sejam menores do que o necessário para este fim. É justamente esta análise que deve ser feita a seguir: qual área de painel fotovoltaico por residência correspondente a cada um destes limites? Sabendo disto, é possível provar ou rejeitar a hipótese de que a rede é capaz de suportar residências que compensem seu próprio consumo.

TABELA 4.6 - LIMITE DA ÁREA DE PAINÉIS FOTOVOLTAICOS PERMITIDOS PARA TODAS AS RESIDÊNCIAS DO ALIMENTADOR POR CONFIGURAÇÃO

| Configuração | Dias Úteis | | Domingo | |
|--------------|------------|--------------------------------|-----------|--------------------------------|
| | GDFV [MW] | Módulo FV [m ² /uc] | GDFV [MW] | Módulo FV [m ² /uc] |
| Base | 9,746 | 60,5 | 8,471 | 52,5 |
| 6 | 9,486 | 58,8 | 8,353 | 51,8 |
| 7 | 9,486 | 58,8 | 8,353 | 51,8 |
| 8 | 9,486 | 58,8 | 8,353 | 51,8 |
| 10 | 9,356 | 58,0 | 8,118 | 50,4 |
| 12 | 9,616 | 59,7 | 8,353 | 51,8 |

Desta forma, foram calculadas as áreas máximas de painéis fotovoltaicos a serem instaladas, considerando que todas as residências do alimentador optem pela instalação. Esta relação de potência ativa via geração distribuída (GDFV) com a área de painel por unidade consumidora residencial, é mostrada na Tabela 4.6.

Primeiramente, percebe-se que estes valores estão até 34% abaixo do necessário para que uma residência supra sua própria carga, considerando domingo como um limitante. Este resultado pode ser interpretado como: caso todas as residências do alimentador decidam instalar painéis fotovoltaicos capazes de compensar inteiramente seu consumo, a rede entrará em sobrecarga.

4.2.3. Análise da capacidade dos ramos

Pensando nisto, resolveu-se analisar o comportamento das correntes do circuito resultantes na simulação para avaliar possíveis gargalos a serem melhorados. Por exemplo, pode-se assumir a hipótese de que a priorização de alguns recondutoramentos do circuito permitam que todas as residências do alimentador instalem painéis fotovoltaicos capazes de suprir seu próprio consumo.

Com isto em mente observou-se que, para as diferentes configurações utilizáveis, houve três conjuntos de ramos que tiveram sua capacidade de corrente ultrapassada. Esses três conjuntos são denominados padrões 1, 2 e 3 a partir de agora. Os Gráfico 4.6, 4.7 e 4.8 apresentam o comportamento das correntes relativas às capacidades dos ramos que compõem os padrões 1, 2 e 3. É importante notar que o padrão 2 foi observado nas configurações base, 10 e 12, o padrão 3 nas configurações 6, 7 e 8 e o padrão 1, por sua vez, em todas as configurações utilizáveis.

Nos gráficos apresentados, buscou-se apresentação específica dos ramos onde foram medidos maiores valores relativos de corrente. O comportamento de corrente de todos os ramos de cada configuração pode ser consultado no Apêndice B.

No padrão 1, pôde-se observar que o comportamento da corrente foi relativamente o mesmo, inclusive em magnitude, para todas as configurações. Já para os padrões 2 e 3, apesar de possuírem o mesmo comportamento, observou-se razoável diferença de magnitude entre as correntes medidas para cada configuração.

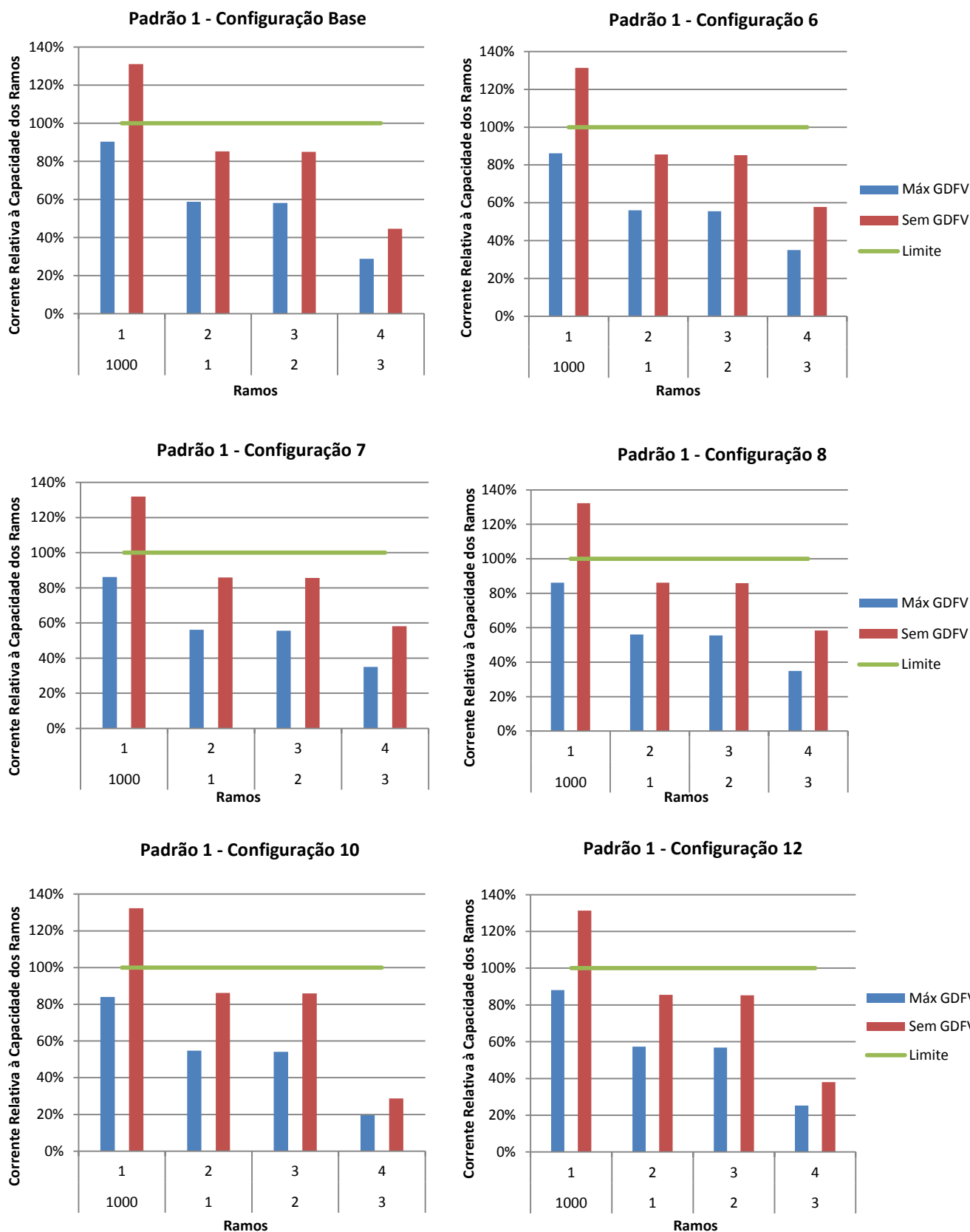


GRÁFICO 4.6 - COMPORTAMENTO DA CORRENTE DOS RAMOS PERTENCENTES AO PADRÃO 1 PARA AS 6 CONFIGURAÇÕES UTILIZÁVEIS

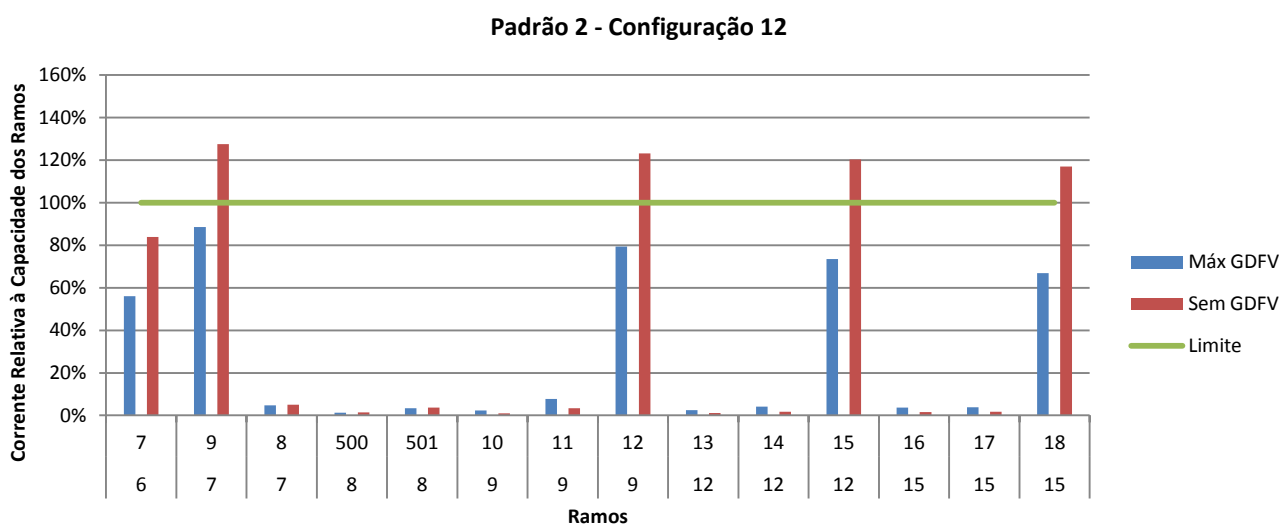
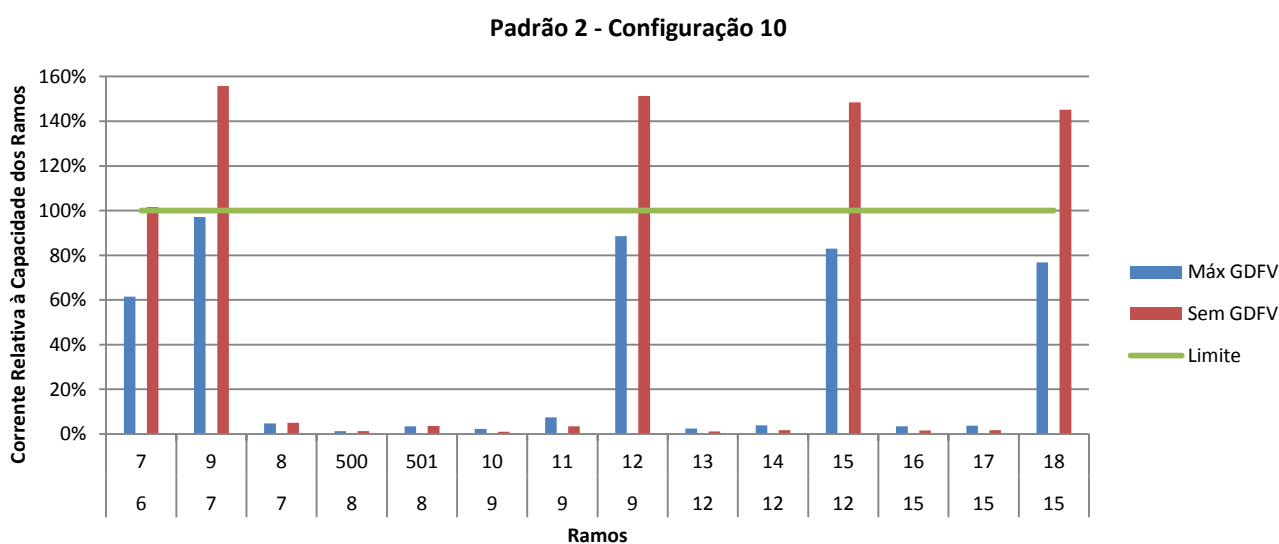
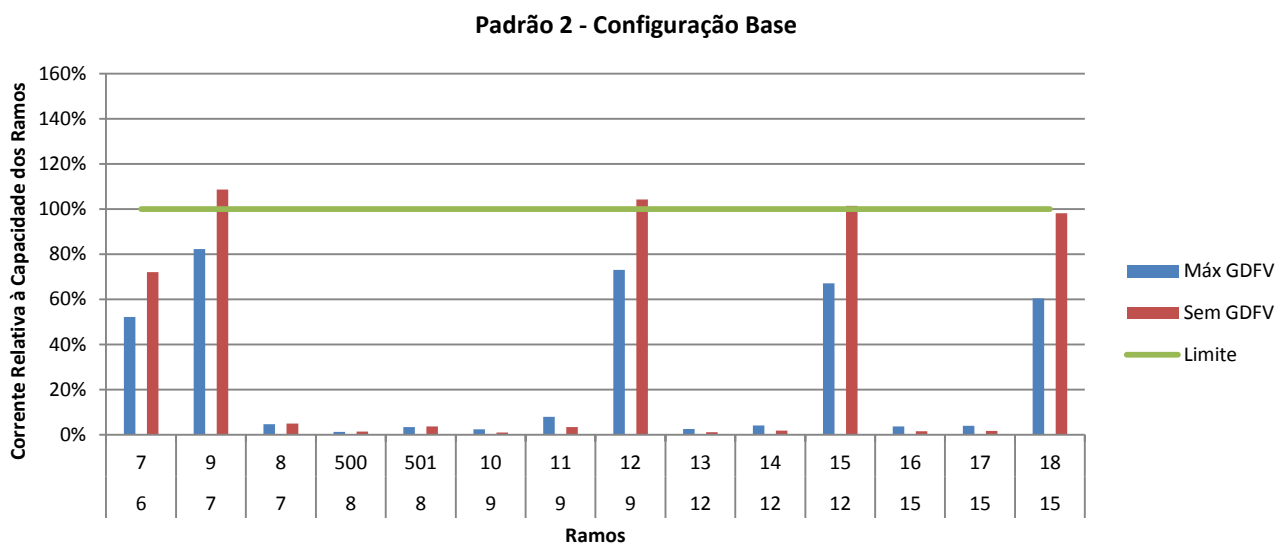


GRÁFICO 4.7 - COMPORTAMENTO DA CORRENTE NOS RAMOS PERTENCENTES AO PADRÃO 2 PARA AS CONFIGURAÇÕES BASE, 10 E 12

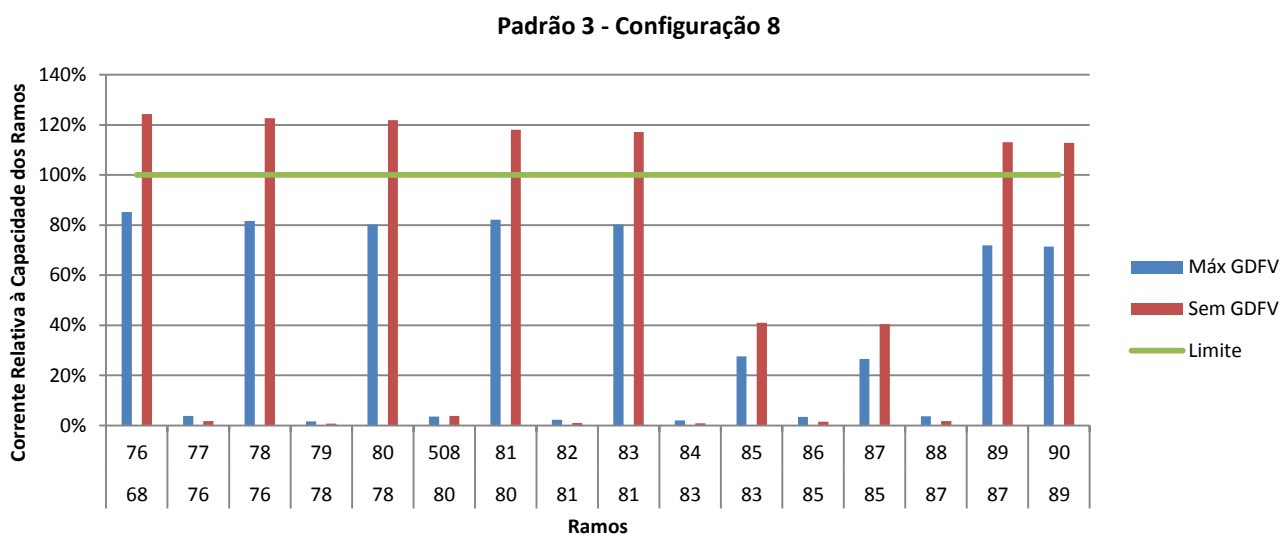
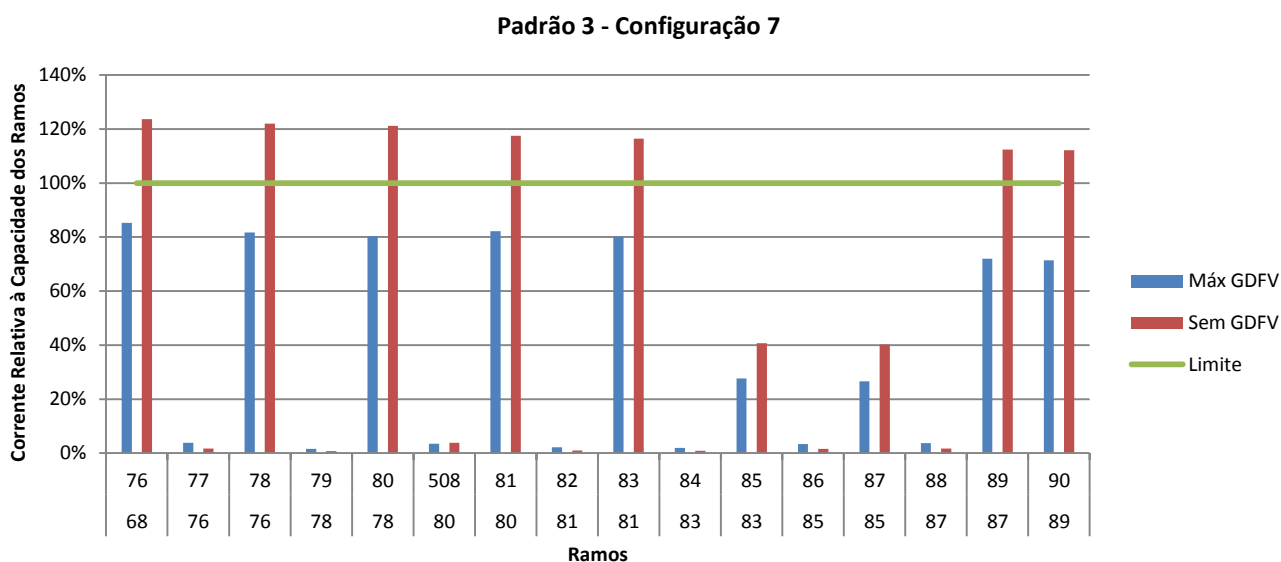
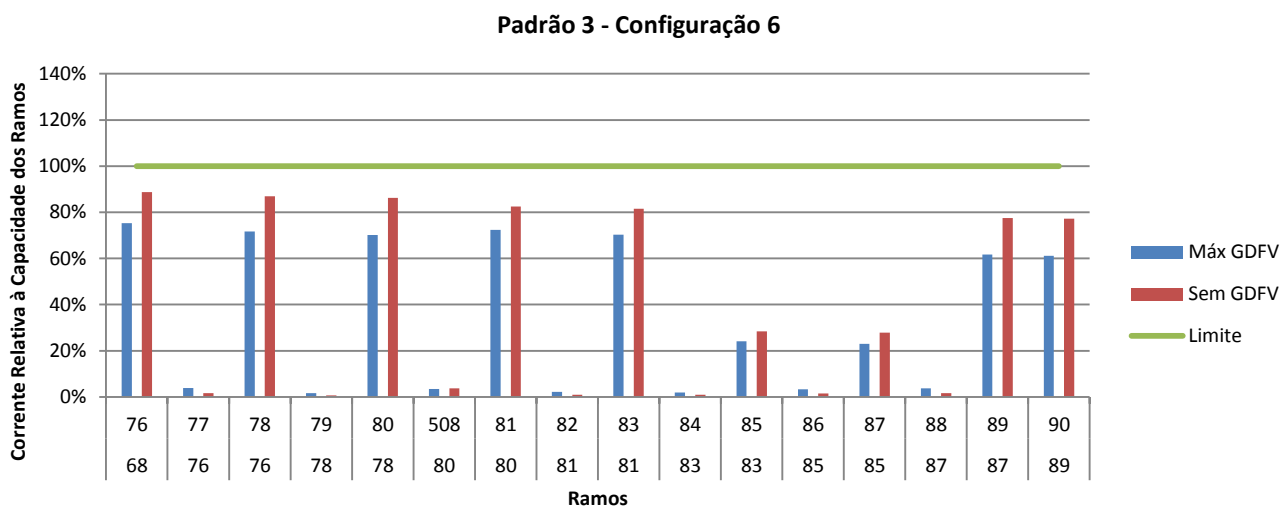


GRÁFICO 4.8 - COMPORTAMENTO DA CORRENTE NOS RAMOS PERTENCENTES AO PADRÃO 3 PARA AS CONFIGURAÇÕES 6, 7 E 8

TABELA 4.7 - DESCRIÇÃO DOS PADRÕES 1, 2 E 3 DE ACORDO COM OS RAMOS

| Configuração | Ramos | | | | | | | | | |
|--------------|-----------|--------|--------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Base | 1000 1 | 1 2 | 2 3 | 6 7 | 7 9 | 9 12 | 12 15 | 15 18 | | |
| 6 | 1000 1 | 1 2 | 2 3 | 68 76 | 76 78 | 78 80 | 80 81 | 81 83 | 87 89 | 89 90 |
| 7 | 1000 1 | 1 2 | 2 3 | 68 76 | 76 78 | 78 80 | 80 81 | 81 83 | 87 89 | 89 90 |
| 8 | 1000 1 | 1 2 | 2 3 | 68 76 | 76 78 | 78 80 | 80 81 | 81 83 | 87 89 | 89 90 |
| 10 | 1000 1 | 1 2 | 2 3 | 6 7 | 7 9 | 9 12 | 12 15 | 15 18 | | |
| 12 | 1000 1 | 1 2 | 2 3 | 6 7 | 7 9 | 9 12 | 12 15 | 15 18 | | |

Legenda

■ Padrão 1

■ Padrão 2

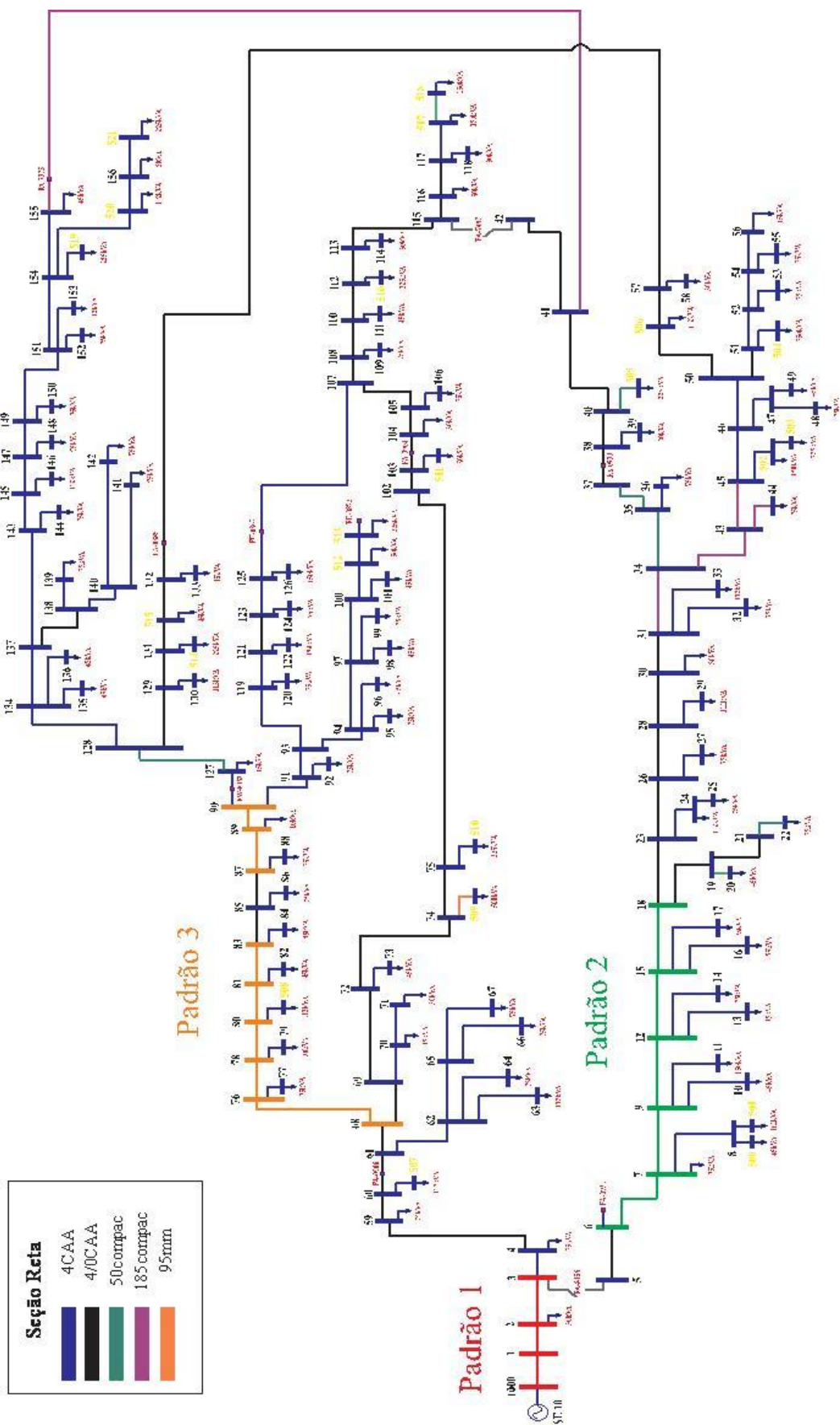
■ Padrão 3

A localização destes ramos pode ser observada com a análise do diagrama unifilar do alimentador em questão. Para facilitar a correspondência com a Tabela 4.7 o diagrama unifilar apontando os ramos pertencentes aos padrões 1, 2 e 3 é apresentado na próxima página. Juntamente, uma visualização mais clara dos ramos e suas devidas seções retas é apresentada chamando a atenção para a capacidade de corrente dos mesmos.






A partir daí, pode ser feita uma priorização de recondutoramento de alguns ramos a fim de aumentar a capacidade da rede de implementar geração distribuída fotovoltaica.

Os ramos do padrão 1, diferentemente dos outros, são ramos pelos quais fluem todas as correntes dos ramos, independentemente das configurações e da distribuição das cargas. É por isto que o comportamento dos ramos do padrão 1 é idêntico para todas as configurações. Pode-se perceber que a seção reta do ramo 1000/1 é 95mm, que possui capacidade de corrente igual a 207 A. E este é um valor muito baixo para o primeiro ramo do alimentador, tanto que a corrente relativa medida nas simulações foi acima da unidade conforme o Gráfico 4.6.

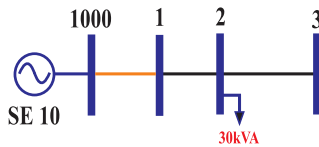
Quanto ao padrão 2, observa-se que da barra 7 à 18 foi utilizado 4CAA com capacidade de 112 A, enquanto que a partir do ramo 18/23 utilizou-se 4/0CAA que possui uma capacidade de 318 A, mais de 2,5 vezes maior. Como estes ramos estão todos em série, cabe o recondutoramento para a mesma seção reta dos ramos à jusante.



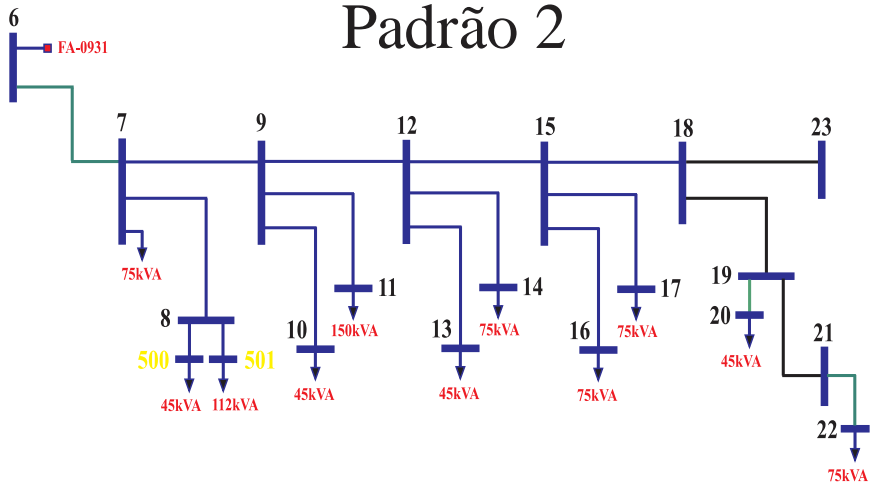
Seção Reta

| | |
|---|-----------|
|  | 4CAA |
|  | 4/0CAA |
|  | 50compac |
|  | 185compac |
|  | 95mm |

Padrão 1



Padrão 2



Padrão 3

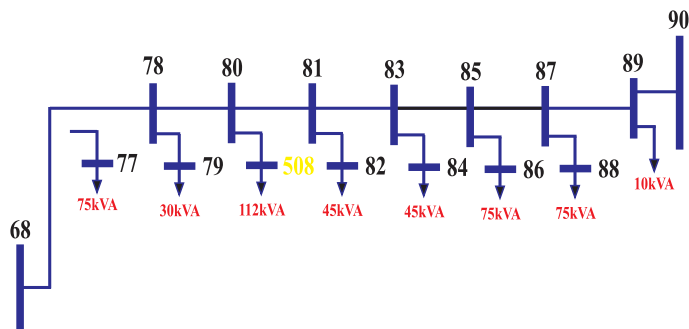


FIGURA 4.4 - RAMOS PERTENCENTES AOS PADRÕES 1, 2 E 3

Nos ramos do padrão 3 ocorre a mesma contrariedade, existem diferentes seções retas utilizadas em ramos que estão em série. É interessante o leitor notar que no Gráfico 4.8 os únicos ramos onde não foram medidas correntes relativamente altas foram justamente os ramos 83/85 e 85/87 que possuem seção reta 4/0CAA.

Com base nesta análise, foram feitas opções de recondutoramento que aumentassem a capacidade do circuito e, conseqüentemente a permissividade à penetração de geração distribuída fotovoltaica. Para avaliar estas opções, é preciso verificar se os comprimentos dos ramos são um impeditivo à possível obra de melhoria. Por exemplo, se um dos padrões possuir metade do comprimento do circuito, conclui-se que este seria muito custoso à distribuidora e, por isso, descartado. Isto é feito na tentativa de manter o estudo o mais realista possível. A Tabela 4.8 apresenta os comprimentos agregados de cada um dos três padrões em comparação com o comprimento total do alimentador 1006.

TABELA 4.8 - COMPRIMENTOS AGREGADOS DOS PADRÕES EM COMPARAÇÃO COM COMPRIMENTO DO ALIMENTADOR

| Padrão | Comprimento Total [m] | Comprimento Relativo [%] |
|---------------|------------------------------|---------------------------------|
| 1 | 3.679 | 14,75% |
| 2 | 472 | 1,89% |
| 3 | 403 | 1,62% |
| TOTAL | 24.949 | 100,00% |

A razão do primeiro padrão ter um comprimento tão grande é o ramo 1/2, que tem aproximadamente 3,5 km. Como este ramo já é composto por uma seção reta de capacidade considerável, 318 A, e a corrente medida não ultrapassa de fato a capacidade do ramo, optou-se por considerar somente os ramos 1000/1 e 2/3 como componentes do padrão 1. Com esta mudança, obtém-se opções de recondutoramento mais discretas, conforme apresentado na Tabela 4.9.

TABELA 4.9 - COMPRIMENTOS AGREGADOS COM O AJUSTE DO PADRÃO 1

| Padrão | Comprimento Total [m] | Comprimento Relativo [%] |
|---------------|------------------------------|---------------------------------|
| 1 | 177,1 | 0,71% |
| 2 | 472 | 1,89% |
| 3 | 403 | 1,62% |
| TOTAL | 24949 | 100,00% |

Com base nestes dados definiu-se três possibilidades de recondutoramento:

- Recondutoramento A: Ramos dos padrões 1 e 2;
- Recondutoramento B: Ramos dos padrões 1 e 3;
- Recondutoramento C: Ramos dos padrões 1, 2 e 3.

Optou-se por não incluir a situação em que apenas o padrão 1 é recondutorado em virtude dos resultados das simulações indicarem que sozinho ele não é suficiente para aumentar o limite de geração distribuída de nenhuma configuração utilizável.

4.2.4. Resultados dos recondutoramentos

Sendo assim, prosseguiu-se com as simulações de cálculo do limite de geração distribuída, considerando os recondutoramentos A, B e C. Os recondutoramentos dos ramos dos padrões 2 e 3 significam a mudança da seção reta de 4CAA para 4/0CAA. E o melhoramento dos dois ramos do padrão 1 foram feitos da seguinte forma: o ramo de saída da subestação 1000/1 foi duplicado, ou seja, foram utilizados dois ramos paralelos de mesma seção reta de 95mm para dobrar a capacidade de corrente para 414 A. Já o ramo 2/3, que era constituído por um cabo 4/0CAA, foi recondutorado para o 185compac de capacidade de 416 A.

Quanto ao comportamento da corrente nos ramos, observou-se que o efeito dos recondutoramentos foi diretamente relacionado às configurações que apresentaram os respectivos padrões. Isto quer dizer que o recondutoramento A muito afetou as configurações base, 10 e 12, onde os padrões 1 e 2 são percebidos. O mesmo ocorre para o recondutoramento B e as configurações 6, 7 e 8, de modo que, quando do recondutoramento C, o efeito no comportamento das diferentes configurações foi a simples soma dos efeitos dos outros dois recondutoramentos. O que quer-se dizer com isto é que a mudança do padrão de resistividade destes ramos do circuito em pouco afetou a corrente medida em outros ramos. Os comportamentos de corrente de todos os ramos de todas as configurações utilizáveis sem recondutoramento e para as 3 situações de recondutoramento em dias úteis e domingo são apresentados no Apêndice B.

A comparação entre os limites de geração distribuída, área de módulo fotovoltaico por residência e o valor percentual relativo à área necessária para uma residência suprir seu próprio consumo é apresentada a seguir nas Tabela 4.10 a Tabela 4.13.

TABELA 4.10 - ANÁLISE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NAS RESIDÊNCIAS SEM CONSIDERAR RECONDUTORAMENTOS

| Configuração | Dias Úteis | | | Domingo | | |
|--------------|------------|-------------------|----------------|-----------|-------------------|----------------|
| | GDFV [MW] | Módulo FV [m²/uc] | Valor Relativo | GDFV [MW] | Módulo FV [m²/uc] | Valor Relativo |
| Base | 9,746 | 60,5 | 79,3% | 8,471 | 52,5 | 69,0% |
| 6 | 9,486 | 58,8 | 77,2% | 8,353 | 51,8 | 68,0% |
| 7 | 9,486 | 58,8 | 77,2% | 8,353 | 51,8 | 68,0% |
| 8 | 9,486 | 58,8 | 77,2% | 8,353 | 51,8 | 68,0% |
| 10 | 9,356 | 58,0 | 76,2% | 8,118 | 50,4 | 66,1% |
| 12 | 9,616 | 59,7 | 78,3% | 8,353 | 51,8 | 68,0% |

TABELA 4.11 - ANÁLISE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NAS RESIDÊNCIAS CONSIDERANDO O RECONDUTORAMENTO A

| Configuração | Dias Úteis | | | Domingo | | |
|--------------|------------|-------------------|----------------|-----------|-------------------|----------------|
| | GDFV [MW] | Módulo FV [m²/uc] | Valor Relativo | GDFV [MW] | Módulo FV [m²/uc] | Valor Relativo |
| Base | 10,006 | 62,1 | 81,5% | 8,824 | 54,7 | 71,8% |
| 6 | 9,486 | 58,8 | 77,2% | 8,353 | 51,8 | 68,0% |
| 7 | 9,486 | 58,8 | 77,2% | 8,353 | 51,8 | 68,0% |
| 8 | 9,486 | 58,8 | 77,2% | 8,353 | 51,8 | 68,0% |
| 10 | 9,876 | 61,3 | 80,4% | 8,706 | 54,0 | 70,9% |
| 12 | 9,746 | 60,5 | 79,3% | 8,471 | 52,5 | 69,0% |

TABELA 4.12 - ANÁLISE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NAS RESIDÊNCIAS CONSIDERANDO O RECONDUTORAMENTO B

| Configuração | Dias Úteis | | | Domingo | | |
|--------------|------------|-------------------|----------------|-----------|-------------------|----------------|
| | GDFV [MW] | Módulo FV [m²/uc] | Valor Relativo | GDFV [MW] | Módulo FV [m²/uc] | Valor Relativo |
| Base | 9,876 | 61,3 | 80,4% | 8,706 | 54,0 | 70,9% |
| 6 | 10,006 | 62,1 | 81,5% | 8,824 | 54,7 | 71,8% |
| 7 | 10,136 | 62,9 | 82,5% | 8,824 | 54,7 | 71,8% |
| 8 | 10,006 | 62,1 | 81,5% | 8,706 | 54,0 | 70,9% |
| 10 | 9,356 | 58,0 | 76,2% | 8,118 | 50,4 | 66,1% |
| 12 | 9,616 | 59,7 | 78,3% | 8,353 | 51,8 | 68,0% |

TABELA 4.13 - ANÁLISE DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS NAS RESIDÊNCIAS CONSIDERANDO O RECONDUTORAMENTO C

| Configuração | Dias Úteis | | | Domingo | | |
|--------------|------------|-------------------|----------------|-----------|-------------------|----------------|
| | GDFV [MW] | Módulo FV [m²/uc] | Valor Relativo | GDFV [MW] | Módulo FV [m²/uc] | Valor Relativo |
| Base | 10,266 | 63,7 | 83,6% | 9,059 | 56,2 | 73,8% |
| 6 | 10,006 | 62,1 | 81,5% | 8,824 | 54,7 | 71,8% |
| 7 | 10,136 | 62,9 | 82,5% | 8,824 | 54,7 | 71,8% |
| 8 | 10,006 | 62,1 | 81,5% | 8,706 | 54,0 | 70,9% |
| 10 | 10,136 | 62,9 | 82,5% | 8,824 | 54,7 | 71,8% |
| 12 | 10,136 | 62,9 | 82,5% | 8,941 | 55,5 | 72,8% |

A análise destes resultados abre espaço a discussões de diferentes abordagens. Começando pelas conclusões imediatas, pode-se perceber que a hipótese inicial de que estes recondutoramentos priorizados iriam permitir que todas as residências instalassem painéis fotovoltaicos capazes de mantê-las auto-suficientes foi invalidada. Isto porque nenhum dos valores relativos ultrapassou os 100% correspondentes aos 76,2 m² necessários para tal fim.

Percebe-se também que o valor relativo máximo alcançado foi observado novamente na configuração base, 83,6%, o que mostra que os recondutoramentos definidos não favoreceram uma configuração ou outra, mas sim o aumento dos limites de geração distribuída do alimentador como um todo. A Tabela 4.14 ilustra o comportamento destes valores relativos para cada recondutoramento feito por configuração utilizável.

TABELA 4.14 - VARIAÇÃO DOS VALORES RELATIVOS DE ACORDO COM O RECONDUTORAMENTO

| | Valor Relativo - Dias Úteis | | | |
|--------------|-----------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Configuração | Recondutoramento nenhum | Recondutoramento A | Recondutoramento B | Recondutoramento C |
| Base | 79,3% | 81,5% | 80,4% | 83,6% |
| 6 | 77,2% | 77,2% | 81,5% | 81,5% |
| 7 | 77,2% | 77,2% | 82,5% | 82,5% |
| 8 | 77,2% | 77,2% | 81,5% | 81,5% |
| 10 | 76,2% | 80,4% | 76,2% | 82,5% |
| 12 | 78,3% | 79,3% | 78,3% | 82,5% |

| | Valor Relativo - Domingo | | | |
|--------------|--------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| Configuração | Recondutoramento nenhum | Recondutoramento A | Recondutoramento B | Recondutoramento C |
| Base | 69,0% | 71,8% | 70,9% | 73,8% |
| 6 | 68,0% | 68,0% | 71,8% | 71,8% |
| 7 | 68,0% | 68,0% | 71,8% | 71,8% |
| 8 | 68,0% | 68,0% | 70,9% | 70,9% |
| 10 | 66,1% | 70,9% | 66,1% | 71,8% |
| 12 | 68,0% | 69,0% | 68,0% | 72,8% |

É notável que as configurações 6, 7 e 8, que apresentam o padrão 3, só aumentam o seu limite quando o recondutoramento em questão envolve o seu padrão, ou seja, somente nos recondutoramentos B e C o limite destas configurações varia. Para

o recondutoramento A, que engloba o padrão 1, não houve qualquer efeito por parte destas configurações, mesmo elas apresentando o padrão 1.

O mesmo não ocorre para as configurações base, 10 e 12. A configuração base, por exemplo, apresenta um comportamento peculiar. Apesar de apresentar os padrões 1 e 2, o recondutoramento A não é suficiente para alcançar o seu limite máximo, ou seja, o recondutoramento de ramos que não se mostraram críticos em termos de corrente relativa da configuração base aumentou o limite de penetração de geração distribuída. Isto é um resultado interessante, pois mostra que, dependendo da configuração, o caminho a ser percorrido para alcançar maiores limites de geração distribuída não necessariamente é o caminho do aumento intuitivo da capacidade do sistema por ramos que se mostram em situações mais críticas.

Isto é comprovado pelo aumento do valor relativo entre a situação sem recondutoramento e a situação do recondutoramento B, que não engloba o padrão 2 apresentado nesta configuração, e entre a situação de recondutoramento A para de recondutoramento C. Isto prova que houve um aumento do limite quando do recondutoramento de ramos que não eram de interesse para a configuração pela ótica da melhoria da capacidade da rede.

Para as configurações 10 e 12 o que se observou foi um comportamento próximo do da configuração base, com a exceção de que nestes não foi registrado aumento no valor relativo da mudança da situação sem recondutoramento para a situação do recondutoramento B.

Ainda dentro das conclusões imediatas e seguindo a ótica do conservadorismo, o domingo apresentou limites consideravelmente menores que o dos dias úteis. Dependendo da escolha do planejador do sistema, os valores encontrados para o domingo seriam considerados limitantes para cada configuração, porém pode-se dizer que isto acarretaria um grande custo de oportunidade, já que durante mais de 70% do tempo os painéis estariam gerando abaixo do que o sistema permitiria.

Para se ter uma ideia do quão abaixo, comparando o menor limite medido para domingo, sem recondutoramento, com o maior limite medido em dias úteis, com o recondutoramento C, a diferença é de 2,15 MW. Este valor equivale a mais de 80% da

potência ativa instantânea das residências, que é de 2,60 MW. A Tabela 4.15 apresenta os acréscimos medidos para cada recondutoramento em dias úteis e domingo.

TABELA 4.15 - ACRÉSCIMO NOS LIMITES DE PENETRAÇÃO DE ACORDO COM O RECONDUTORAMENTO

| | Acréscimos dos Limites de Penetração - Dias Úteis | | | |
|--------------|---|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Configuração | Recondutoramento nenhum [MW] | Recondutoramento A acréscimo [kW] | Recondutoramento B acréscimo [kW] | Recondutoramento C acréscimo [kW] |
| Base | 9,75 | 260,0 | 130,0 | 520,0 |
| 6 | 9,49 | - | 520,0 | 520,0 |
| 7 | 9,49 | - | 650,0 | 650,0 |
| 8 | 9,49 | - | 520,0 | 520,0 |
| 10 | 9,36 | 520,0 | - | 780,0 |
| 12 | 9,62 | 130,0 | - | 520,0 |

| | Oportunidades em Limite de Penetração - Domingo | | | |
|--------------|---|-----------------------------------|-----------------------------------|-----------------------------------|
| Configuração | Recondutoramento nenhum [MW] | Recondutoramento A acréscimo [kW] | Recondutoramento B acréscimo [kW] | Recondutoramento C acréscimo [kW] |
| Base | 8,47 | 353,0 | 235,3 | 588,3 |
| 6 | 8,35 | - | 470,6 | 470,6 |
| 7 | 8,35 | - | 470,6 | 470,6 |
| 8 | 8,35 | - | 353,0 | 353,0 |
| 10 | 8,12 | 588,3 | - | 705,9 |
| 12 | 8,35 | 117,6 | - | 588,2 |

A fim de resolver este problema de oportunidade, é plausível pensar na implantação de uma ferramenta de coordenação inteligente que acione determinada porcentagem dos painéis de acordo com o carregamento do dia. O PRODIST estabelece a necessidade da criação de centros de despacho que englobariam, entre outras atividades, esta coordenação inteligente conforme o período.

Em termos das área de telhado necessárias para a implantação de painéis fotovoltaicos, o maior aumento ocasionado pelo recondutoramento C ocorreu na configuração 10, em que ele chegou a aproximadamente 5 m² para dias úteis. A configuração base, apesar de apresentar os maiores limites de geração distribuída medidos, apresentou um aumento de 3,7 m² ao máximo para o domingo.

Migrando para uma abordagem diferente, os valores relativos encontrados não representam somente a porcentagem da área necessária para uma residência se tornar auto-suficiente que o sistema pode suportar. Por esta análise a conclusão é que, com o recondutoramento C, a rede do alimentador permite que cada residência instale, no máximo, 63,7 m² (dias úteis) quando da operação da configuração base. No entanto, estes valores também sugerem a seguinte conclusão: a operação da rede na configuração base, quando aplicado o recondutoramento C, permite que 83,6% (dias úteis) das residências do alimentador instalem 76,2 m² de painel fotovoltaico em seus telhados. Ou seja, que 83,6% das residências poderão ser auto-suficientes.

Agora, esta conclusão pode chegar a um valor mais prático, pois levando em consideração que a geração distribuída é uma tendência que vai se desenvolver de forma lenta e gradual, pode-se concluir que não será de uma hora para outra que todas as residências de um alimentador irão instalar painéis fotovoltaicos com intuito de suprir seu próprio consumo. Dessa forma, cabe verificar quantas residências auto-suficientes cada configuração utilizável é capaz de suportar antes e depois dos recondutoramentos. Esta abordagem é apresentada na Tabela 4.16.

TABELA 4.16 - QUANTIDADE PERMITIDA DE RESIDÊNCIAS AUTO-SUFICIENTES POR CONFIGURAÇÃO

| Configuração | Nº de Residências Auto-Suficientes - Dias Úteis | | | |
|--------------|---|--------------------|--------------------|--------------------|
| | Recondutoramento nenhum | Recondutoramento A | Recondutoramento B | Recondutoramento C |
| Base | 1827 | 1876 | 1852 | 1925 |
| 6 | 1779 | 1779 | 1876 | 1876 |
| 7 | 1779 | 1779 | 1901 | 1901 |
| 8 | 1779 | 1779 | 1876 | 1876 |
| 10 | 1754 | 1852 | 1754 | 1901 |
| 12 | 1803 | 1827 | 1803 | 1901 |

| Configuração | Nº de Residências Auto-Suficientes - Domingo | | | |
|--------------|--|--------------------|--------------------|--------------------|
| | Recondutoramento nenhum | Recondutoramento A | Recondutoramento B | Recondutoramento C |
| Base | 1588 | 1654 | 1633 | 1699 |
| 6 | 1566 | 1566 | 1654 | 1654 |
| 7 | 1566 | 1566 | 1654 | 1654 |
| 8 | 1566 | 1566 | 1632 | 1632 |
| 10 | 1522 | 1632 | 1522 | 1654 |
| 12 | 1566 | 1588 | 1566 | 1677 |

Estes valores foram obtidos com base no valor estimado de 2303 unidades consumidoras residenciais para o alimentador. Mesmo não sendo o valor exato, ele serve para ilustrar o resultado das simulações.

A seguir são apresentados os aumentos no número permitido de residências auto-suficientes para cada situação de carregamento e configuração utilizável.

TABELA 4.17 - VARIAÇÃO DO NÚMERO DE RESIDÊNCIAS QUE PODEM SER AUTO-SUFICIENTES

| Configuração | Dias Úteis | | |
|--------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | Recondutoramento A | Recondutoramento B | Recondutoramento C |
| Base | 49 | 25 | 98 |
| 6 | 0 | 97 | 97 |
| 7 | 0 | 122 | 122 |
| 8 | 0 | 97 | 97 |
| 10 | 98 | 0 | 147 |
| 12 | 24 | 0 | 98 |

| Configuração | Domingo | | |
|--------------|--------------------|--------------------|--------------------|
| | Recondutoramento A | Recondutoramento B | Recondutoramento C |
| Base | 66 | 45 | 111 |
| 6 | 0 | 88 | 88 |
| 7 | 0 | 88 | 88 |
| 8 | 0 | 66 | 66 |
| 10 | 110 | 0 | 132 |
| 12 | 22 | 0 | 111 |

Com base nas Tabela 4.16 e Tabela 4.17, pode-se perceber que o maior número de residências auto-suficientes que a rede permite ocorre quando do recondutoramento C e da operação da configuração base e é igual a 1925 residências. No entanto o maior acréscimo deste número ocorre na configuração 10 quando do recondutoramento C.

Uma das conclusões que pode ser feita é que, com o recondutoramento C, composto por pouco mais de 1 km, equivalente a 4,2% do comprimento do circuito, a rede tem capacidade de suportar mais 111 residências com capacidade de serem auto-sustentáveis, numa visão conservadora.

Em termos da confiabilidade da rede, o Gráfico 4.9 mostra que, apesar de existir uma variação no número de residências pra cada caso de recondutoramento, estas quantidades não são tão substanciais a ponto de serem preocupantes numa ocasião de urgência. Por exemplo, se a rede estiver operando de acordo com a configuração base e houver uma falta em algum ramo do alimentador que faça que a rede deva ser remanejada para a configuração 12, os limites de penetração são tão próximos que a preocupação quanto à capacidade de suprir toda a geração distribuída se torna menor.

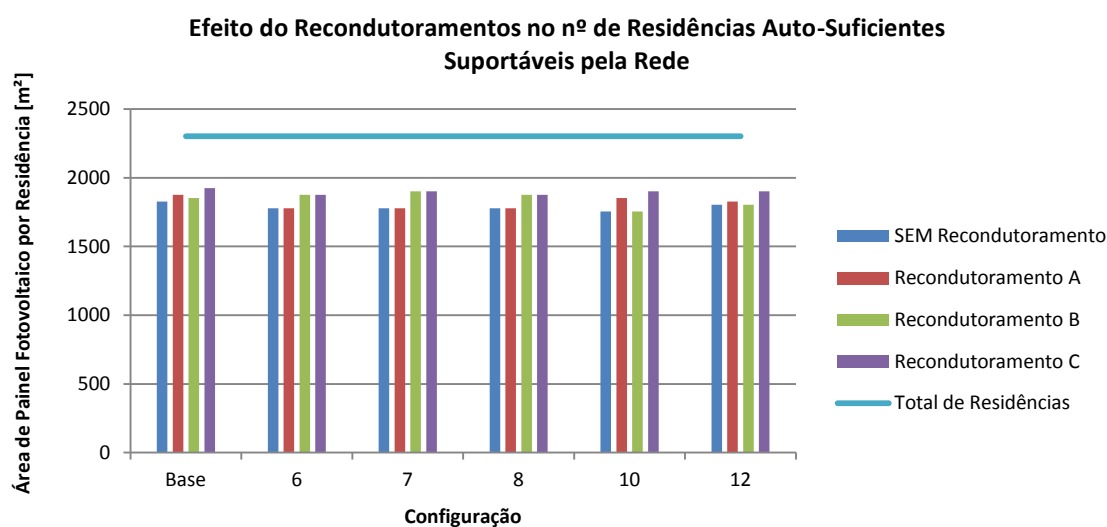


GRÁFICO 4.9 - EFEITO DO RECONDUTORAMENTO NO Nº DE RESIDÊNCIAS AUTO-SUFICIENTES SUPORTÁVEIS PELA REDE

Independentemente das situações abordadas e das configurações examinadas e levando em consideração o contexto atual de desenvolvimento da geração distribuída no Brasil, uma conclusão importante é que: em qualquer alimentador sem nenhuma ou pouquíssimas residências com geração distribuída fotovoltaica atualmente, o circuito é capaz de suportar, com uma margem de segurança, as primeiras 1.500 instalações de geradores distribuídos em residências sem precisar fazer recondutoramentos na rede.

Após a entrada em operação destes 1.500 geradores distribuídos, com a regulação correta dos centros de despacho de geração distribuída, podem ser instaladas mais 250 geradores distribuídos, no caso mais conservador limitado pela configuração 10. Prosseguindo a mesma idéia, se forem consideradas as instalações destes geradores, haverá a necessidade da consulta da Tabela 4.17 para novas implantações do alimentador. O exemplo a seguir serve para melhor ilustrar esta situação mais crítica: se

forem demandadas as instalações de mais 100 geradores distribuídos no sistema e o investimento por recondutoramentos for um recurso escasso, cabe o recondutoramento A (menor comprimento) e a utilização da configuração 10. Por outro lado, se as ações de recondutoramento não forem um impeditivo, cabe o recondutoramento C, que permite a operação do circuito do alimentador em qualquer das configurações utilizáveis.

O que se pode perceber é que, a curto prazo, a diferença causada pelas configurações de operação do alimentador e pelos recondutoramentos em nada afetam na prática a quantidade de residências que podem instalar painéis fotovoltaicos capazes de suprir seu próprio consumo. Isto porque como é possível considerar que o número de geradores distribuídos no sistema é zero, o gargalo é ainda muito grande para a implementação de geração distribuída.

Se já existisse um número relevante de residências adeptas à tecnologia, esta conclusão poderia ser diferente. No entanto, para este caso específico, o planejador não deve se preocupar com o aumento da capacidade do circuito até ser observado um número razoável de geradores distribuídos instalados no alimentador.

5. Conclusão

A constatação inicial a ser feita acerca dos resultados é que a implementação de geração distribuída gerou um alívio de carregamento nos condutores, como esperado, e também provocou uma diminuição nas perdas do circuito.

O estudo de caso baseado no alimentador 1006 da CEB apresentou variações no que diz respeito às configurações utilizáveis. A configuração que apresentou maior permissividade à entrada de geração distribuída foi a configuração base. Este resultado é um efeito do alto grau de ramificação e distribuição de cargas proveniente desta configuração. Isso quer dizer que ela não permitiu que fossem utilizados grandes comprimentos de linha para atender uma carga. Todas foram atendidas da forma mais eficiente em termos de distância.

No entanto, os limites de penetração apresentados por todas as configurações não variaram em magnitude tal que rejeitasse a utilização de alguma delas. Em qualquer situação de necessidade uma possível manobra da rede não apresenta preocupações quanto à capacidade de geração distribuída para estas configurações utilizáveis, já que elas diferem relativamente pouco em limites de penetração.

O estudo apresentou uma descrição dos diferentes efeitos da utilização das configurações, que pode servir de embasamento ao planejador quando do desenvolvimento de geração distribuída em alta escala no alimentador.

Sobre a determinação da área de painel fotovoltaico a ser instalado nas residências, 76,2 m² é o valor necessário para que uma residência supra integralmente seu próprio consumo. Com base nisso, inicialmente foi descoberto que a rede não é capaz de suportar a instalação de painéis capazes de suprir integralmente o consumo de todas as residências.

No entanto, uma parcela desta área é passível de ser instalada por todos os consumidores do alimentador sem prejuízos ao seu funcionamento correto (podendo chegar a 83,6%, ou 63,7 m²). Esta parcela varia de configuração em configuração conforme apresentado no estudo. Apesar disto, a variação devido ao carregamento de

dias úteis e finais de semana é ainda maior, o que pode se tornar um limitante à maior entrada de geração distribuída no circuito.

A existência dos centros de despacho de geração distribuída descritos no PRODIST poderiam eliminar a oportunidade perdida com esta limitação, já que o período de dias úteis apresentou limites de penetração razoavelmente maiores, chegando a 10,26 MW, enquanto que domingo apresentou no máximo 9,06 MW.

Considerando o fato de que o alimentador não pode suportar tamanho carregamento da forma em que se encontra, foram observados padrões de corrente medida nos ramos que excederam as suas respectivas capacidades. Com a priorização de 3 padrões, foi feito o recondutoramento e verificação dos novos limites de penetração de geração distribuída.

Apesar de ter sido registrado um aumento nos limites, estes não foram suficientes para atingir a meta proposta de ter todas as residências auto-suficientes. O maior aumento chegou a 780 kW de potência ativa instantânea na configuração 10.

Analisando os resultados através de outro ponto de vista, os valores relativos de áreas de painel fotovoltaico por residência encontrados também expressam a parcela de unidades consumidoras residenciais que podem se tornar auto-suficientes através de painéis fotovoltaicos. Ou seja, dependendo da configuração utilizada, existe uma quantidade de residências que podem instalar painéis fotovoltaicos com área suficiente para suprirem seu próprio consumo de energia. Para o valor estimado de 2303 residências do alimentador, a quantidade máxima de residências que se adequam a este padrão pertence à configuração base que pode chegar a 1.827 em dias úteis.

Após estes resultados que consideram uma alta penetração de geração distribuída, pode-se dizer que no contexto atual, o alimentador ainda é capaz de suportar as primeiras 1.500 residências auto-suficientes sem preocupações com a capacidade da rede.

Visando aumentar a contribuição aos estudos sobre este alimentador, são sugeridas alguns tópicos de trabalho futuro.

- Análise da compensação a ser feita a consumidores que possuem geração distribuída quando da vigência da Tarifa Branca;

- Determinação da sequência ótima de recondutoramentos que seria necessária para que a rede fosse capaz de suportar a auto-suficiência de todas as suas residências;
- Avaliação de viabilidade econômica destes recondutoramentos ótimos para a distribuidora e determinação da melhor opção a ser considerada;
- Avaliar se seria possível alcançar a meta de que todas as residências possam ser auto-suficientes, se o carregamento dos transformadores estivesse dentro do limite de 65%;
- Analisar o efeito da modelagem de transformadores de baixa tensão nos limites de penetração de geração distribuída.

Referências Bibliográficas

ANEEL - Resolução Normativa nº 117/2009. Estabelece que o cálculo da TUST para os geradores deve ser realizado de forma locacional e que a cada ciclo tarifário o valor seja reajustado por meio da aplicação de fator de atualização. Disponível em:

<www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12 abr 2014.

_____. Resolução Normativa nº 479/2012. Estabelecer de forma atualizada e consolidada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, cujas disposições devem ser observadas pelas distribuidoras e consumidores. Disponível em:

<www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12 abr 2014.

_____. Resolução Normativa nº 482/2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Disponível em: <www.aneel.gov.br>. Acesso em: 12 abr 2014.

_____. PRODIST – *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição*. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=82>>. Acesso em: 21 abr 2014.

CEB – Companhia Energética de Brasília. NTD 1.06 *Norma Técnica de Distribuição: Critérios para a Elaboração de Redes e Linhas de Distribuição Aérea Primária Compacta e Secundária Isolada*. 2ª Edição, 2002.

_____. Companhia Energética de Brasília. *Relatório de Caracterização de Carga da CEB*, Brasília: s.n, 2011.

_____. Companhia Energética de Brasília. *Dados Físicos e Elétricos dos Alimentadores*, Brasília: SAO - Sistema de Apoio à Operação, 2014.

CEPEL - Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro. 2014.

_____. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. DTE - CRESESB

EPE - Empresa de Pesquisa Energética. *Plano Nacional de Energia 2030*, Brasília 2008.

_____. Empresa de Pesquisa Energética. *Balanco Energético Nacional*, Brasília 2013.

FERREIRA, A. A. (2013). *Determinação do Limite de Penetração de Geração Distribuída em Alimentadores Radiais Considerando Recursos de Manobra*. Trabalho de Conclusão de Curso em Engenharia Elétrica, 2013, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF.

IEEE - Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos. *Global History Network*. Disponível em: <http://www.ieeeahn.org/wiki/index.php/Thomas_Alva_Edison>

INEE - *Instituto Nacional de Eficiência Energética*. Disponível em: <http://www.inee.org.br/forum_ger_distrib.asp?Cat=gd>

IEA - *International Energy Agency. Trends in Photovoltaic Applications*, 2012.

_____. IEA - *International Energy Agency. Key World Energy Statistics*, 2013.

JENKINS, N.; EKANAYAKE, J. & STRBAC, G., 2010. *Distributed Generation*. Londres, *Institution of Engineering and Technology*.

ONU - Organização das Nações Unidas. *Kyoto Protocol to the United Nations Framework*, Quito, Japão, 1998.

SABBAG, B. K. (2009). *O Protocolo de Kyoto e seus Créditos de Carbono*, São Paulo.

SHAYANI, R. A. (2010). *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição Radiais*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

SPERANDIO, M. & COELHO, J. (2008). *Planejamento da Automação de Sistemas de Manobra em Redes de Distribuição*, Florianópolis.

Zimmerman, R. D., Murillo-Sánchez, C. E. & Thomas, R. J., (2011). *MATPOWER: Steady-State Operations, Planning and Analysis Tools for Power Systems Research and Education*, s.l.: Power Systems, IEEE Transactions on, vol. 26, no. 1, pp. 12-19.

Anexos

A - CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DAS SEÇÕES RETAS (CEB)

Tabela A.1 - Descrição Física das Seções Retas

| BITOLAS DE CABOS | | | | | | | | |
|------------------|------------|-------------|----------|-----------|----------|--------|----------------------|--|
| Codigo | Res.Direta | Reat.Direta | Res.Zero | Reat.Zero | Corrente | Numero | Descricao | |
| #2 EPR | 0,6594 | 0,1390 | 2,6103 | 0,2019 | 120,0 | 26 | Rede Subterranea-15 | |
| #2 HP | 0,6135 | 0,1404 | 2,7500 | 0,1850 | 150,0 | 25 | Rede Subterranea-15 | |
| #236 MCH | 0,0001 | 0,0001 | 0,0001 | 0,0001 | 0,0 | 65 | | |
| #250MCH | 0,3021 | 0,4236 | 0,4000 | 0,5500 | 300,0 | 31 | 1 PVC Cu # 250 MCH | |
| #3 EPR | 0,3021 | 0,4236 | 0,4000 | 0,5500 | 300,0 | 27 | | |
| #6 | 1,5896 | 0,5070 | 2,0437 | 2,0190 | 100,0 | 33 | Rede Aerea Convenci | |
| #6 CU | 1,5896 | 0,5070 | 2,0437 | 2,0190 | 100,0 | 15 | Rede Aerea Convenci | |
| 050 | 0,6353 | 0,1128 | 2,4355 | 2,6382 | 190,0 | 50 | Rede Subterranea- BT | |
| 1,5MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 15,5 | 8 | FIO RIGIDO 1,5 MM | |
| 1/0 EPR | 0,6512 | 0,1260 | 2,2498 | 0,1789 | 150,0 | 34 | Rede Subterranea-15 | |
| 1/0CA | 0,6375 | 0,4505 | 0,7825 | 1,9115 | 201,0 | 4 | Rede aerea Convenci | |
| 1/0CAA | 0,6500 | 0,5188 | 0,8737 | 1,9811 | 203,0 | 28 | Rede Aerea convenci | |
| 10MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 50,0 | 19 | FIO RIGIDO 10MM | |
| 120MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 239,0 | 47 | CABO 120MM | |
| 150MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 275,0 | 48 | CABO 150MM | |
| 16 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 68,0 | 39 | FIO RIGIDO 10MM | |
| 16mm | 1,3999 | 0,1173 | 3,1890 | 2,7173 | 120,0 | 35 | Rede Subterranea- B | |
| 185EPR15 | 0,1294 | 0,1161 | 0,8564 | 0,1495 | 315,0 | 70 | Cabo de cobre 15kv | |
| 185MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 314,0 | 49 | CABO 185MM | |
| 185compa | 0,2108 | 0,2523 | 0,3885 | 2,1850 | 416,0 | 60 | Rede Aerea Compacta | |
| 2 CAA | 1,0323 | 0,5244 | 1,2279 | 1,9867 | 151,0 | 16 | Rede aerea convenci | |
| 2,5MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 21,0 | 11 | FIO RIGIDO 2,5MM | |
| 2/0CA | 0,5062 | 0,4408 | 0,6669 | 1,9042 | 230,0 | 29 | Rede Aerea Convenci | |
| 2/0CAA | 0,5167 | 0,5084 | 0,7339 | 1,9718 | 233,0 | 5 | Rede aerea convenci | |
| 240EPR15 | 0,1000 | 0,1144 | 0,6618 | 0,1473 | 370,0 | 71 | Cabo de cobre com i | |
| 240MM | 0,1003 | 0,1319 | 1,7339 | 0,1578 | 369,0 | 51 | CABO 240MM | |
| 250MCH | 0,1763 | 0,1110 | 1,7339 | 0,1578 | 250,0 | 10 | o PVC Cu # 250 MCH | |
| 25MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 89,0 | 42 | CABO 25MM | |
| 266,8 | 0,2521 | 0,4320 | 0,4170 | 1,9818 | 335,0 | 6 | Rede Aerea Convenci | |
| 2CA | 1,0145 | 0,4679 | 1,1411 | 1,9305 | 149,0 | 3 | Rede Aerea Convenci | |
| 3/0 CA | 0,4019 | 0,4331 | 0,9235 | 1,4818 | 270,0 | 13 | Rede Aerea Convenci | |
| 3/0 EPR | 0,1926 | 0,1030 | 2,0136 | 0,1540 | 150,0 | 22 | Rede Subterranea-15 | |
| 300 MCH | 0,1908 | 0,4019 | 0,2200 | 0,6000 | 500,0 | 23 | | |
| 300 mm | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 0,0 | 64 | Cabo de 300 mm para | |
| 300MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 420,0 | 53 | CABO 240MM | |
| 336 MCH | 0,0001 | 0,0001 | 0,0001 | 0,0001 | 0,0 | 20 | | |
| 336,4 CA | 0,2006 | 0,4026 | 0,3686 | 1,8651 | 425,0 | 14 | Rede Aerea Convenci | |
| 336AASCR | 0,2035 | 0,3914 | 0,3689 | 1,8537 | 432,0 | 12 | Rede Aerea Convenci | |
| 35 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 111,0 | 43 | CABO 35MM | |
| 35XLPE15 | 0,6694 | 0,1480 | 2,6103 | 0,2019 | 150,0 | 89 | CABO SUBTERR XLPE/E | |
| 4/0 EPR | 0,2068 | 0,1140 | 1,6407 | 0,1634 | 250,0 | 21 | Rede Subterranea-15 | |
| 4/0 HP | 0,1926 | 0,1030 | 2,0136 | 0,1540 | 250,0 | 24 | Rede Subterranea-15 | |
| 4/0CA | 0,3184 | 0,4237 | 0,4798 | 1,8868 | 314,0 | 7 | Rede Aerea Convenci | |
| 4/0CAA | 0,3257 | 0,4722 | 0,5456 | 1,9345 | 318,0 | 1 | Rede Aerea Convenci | |
| 4/0EPR | 0,1926 | 0,1030 | 2,0136 | 0,1540 | 250,0 | 9 | Rede Subterranea-15 | |
| 400 mm | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 0,0 | 63 | Cabo de BT classe 0 | |
| 4CA | 1,6118 | 0,4853 | 1,7067 | 1,9741 | 111,0 | 30 | Rede aerea Convenci | |
| 4CAA | 1,6397 | 0,5207 | 1,7747 | 1,9830 | 112,0 | 2 | Rede aerea Convenci | |
| 4MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 28,0 | 17 | FIO RIGIDO 4MM | |
| 4x10mm2 | 2,2221 | 0,1207 | 4,0220 | 2,7639 | 80,0 | 37 | Rede Subterranea- B | |
| 4x6mm2 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0 | 38 | cabo tripolar isola | |
| 50MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 134,0 | 44 | CABO 50MM | |
| 50compac | 0,8220 | 0,3037 | 0,9996 | 2,3440 | 179,0 | 61 | Rede Aerea Compacta | |
| 52 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0 | 52 | CABO SUBTERRANEO 2/ | |
| 6AWG | 0,0001 | 0,0001 | 0,0001 | 0,0001 | 0,0 | 41 | | |
| 6MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 36,0 | 18 | FIO RIGIDO 6MM | |
| 70MM | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 1,0000 | 171,0 | 45 | CABO 70MM | |
| 95MM | 0,2068 | 0,1140 | 1,6407 | 0,1634 | 207,0 | 46 | CABO 95MM | |
| BARRA | 0,0001 | 0,0001 | 0,0001 | 0,0001 | 9999,9 | 32 | BARRAMENTO Cu SE SU | |
| CU#4/0 | 0,3021 | 0,4236 | 0,4000 | 0,5500 | 300,0 | 40 | CABO SUBTERRANEO DE | |

B -CARREGAMENTO DOS ALIMENTADORES DA SE 10 (CEB)

Tabela B.1 - Características Físicas e Carregamento dos Alimentadores da SE10

| SE | Alim. | Tipo de Atendimento | Cabo Limitante | Ano | Carregamento | | |
|----|-------|---------------------|----------------|------|--------------|----------|------------|
| | | | | | Max. [A] | Min. [A] | Relativo % |
| 10 | 1001 | Radial | 95 mm2 EPR | 2013 | 41 | 7 | 20 |
| | | | | 2014 | 43 | 7 | 21 |
| | | | | 2015 | 44 | 8 | 21 |
| | | | | 2016 | 46 | 8 | 22 |
| | | | | 2017 | 48 | 8 | 23 |
| | | | | 2018 | 51 | 9 | 24 |
| 10 | 1002 | Radial | 95 mm2 EPR | 2013 | 105 | 38 | 51 |
| | | | | 2014 | 109 | 40 | 53 |
| | | | | 2015 | 113 | 41 | 55 |
| | | | | 2016 | 118 | 43 | 57 |
| | | | | 2017 | 124 | 45 | 60 |
| | | | | 2018 | 129 | 47 | 62 |
| 10 | 1003 | Radial | 95 mm2 EPR | 2013 | 128 | 47 | 62 |
| | | | | 2014 | 133 | 49 | 64 |
| | | | | 2015 | 138 | 51 | 67 |
| | | | | 2016 | 144 | 53 | 70 |
| | | | | 2017 | 151 | 55 | 73 |
| | | | | 2018 | 158 | 58 | 76 |
| 10 | 1004 | Radial | 185 mm2 compc. | 2013 | 152 | 62 | 73 |
| | | | | 2014 | 158 | 64 | 76 |
| | | | | 2015 | 164 | 67 | 79 |
| | | | | 2016 | 171 | 70 | 83 |
| | | | | 2017 | 179 | 73 | 87 |
| | | | | 2018 | 187 | 76 | 90 |
| 10 | 1005 | Radial | 95 mm2 EPR | 2013 | 286 | 58 | 124 |
| | | | | 2014 | 297 | 60 | 129 |
| | | | | 2015 | 309 | 63 | 134 |
| | | | | 2016 | 323 | 65 | 140 |
| | | | | 2017 | 337 | 68 | 147 |
| | | | | 2018 | 352 | 71 | 153 |
| 10 | 1006 | Radial | 95 mm2 EPR | 2013 | 204 | 63 | 89 |
| | | | | 2014 | 212 | 66 | 92 |
| | | | | 2015 | 220 | 68 | 96 |
| | | | | 2016 | 230 | 71 | 100 |
| | | | | 2017 | 240 | 74 | 105 |
| | | | | 2018 | 251 | 78 | 109 |
| 10 | 1007 | Radial | 185 mm2 compc. | 2013 | 84 | 29 | 34 |
| | | | | 2014 | 87 | 30 | 35 |
| | | | | 2015 | 91 | 31 | 36 |
| | | | | 2016 | 95 | 33 | 38 |
| | | | | 2017 | 99 | 34 | 40 |
| | | | | 2018 | 103 | 36 | 41 |

Tabela B.1 - Características Físicas e Carregamento dos Alimentadores da SE10
(Continuação)

| SE | Alim. | Tipo de Atendimento | Cabo Limitante | Ano | Carregamento | SE | Alim. |
|----|-------|---------------------|----------------|------|--------------|----------|------------|
| | | | | | Max. [A] | Mín. [A] | Relativo % |
| 10 | 1008 | Radial | 185 mm2 compc. | 2013 | 149 | 47 | 72 |
| | | | | 2014 | 155 | 49 | 75 |
| | | | | 2015 | 161 | 51 | 78 |
| | | | | 2016 | 168 | 53 | 81 |
| | | | | 2017 | 176 | 55 | 85 |
| | | | | 2018 | 184 | 58 | 89 |

Apêndices

A - DADOS FÍSICOS DO ALIMENTADOR 1006

Tabela A.1 - Caracterização das Barras do Alimentador e Aleatoriedade Adotada

| Barra | Potência (kVA) | Perfil de carga | Aleatoriedade [%] |
|-------|----------------|-----------------|-------------------|
| 1000 | 0 | Conexão | 1,00 |
| 1 | 0 | Conexão | -6,00 |
| 2 | 30 | Residencial | 15,00 |
| 3 | 0 | Conexão | 1,00 |
| 4 | 75 | Residencial | 9,00 |
| 5 | 0 | Conexão | -1,00 |
| 6 | 0 | Conexão | -15,00 |
| 7 | 75 | Residencial | 4,00 |
| 8 | 0 | Conexão | 0,00 |
| 9 | 0 | Conexão | 13,00 |
| 10 | 45 | Residencial | 2,00 |
| 11 | 150 | Residencial | 3,00 |
| 12 | 0 | Conexão | 12,00 |
| 13 | 45 | Residencial | 11,00 |
| 14 | 75 | Residencial | 8,00 |
| 15 | 0 | Conexão | -7,00 |
| 16 | 75 | Residencial | -4,00 |
| 17 | 75 | Residencial | 3,00 |
| 18 | 0 | Conexão | -11,00 |
| 19 | 0 | Conexão | -2,00 |
| 20 | 45 | Residencial | -5,00 |
| 21 | 0 | Conexão | 3,00 |
| 22 | 75 | Residencial | 4,00 |
| 23 | 0 | Conexão | -14,00 |
| 24 | 112 | Residencial | 6,00 |
| 25 | 75 | Residencial | -4,00 |
| 26 | 0 | Conexão | 10,00 |
| 27 | 112 | Residencial | 6,00 |
| 28 | 0 | Conexão | 5,00 |
| 29 | 112 | Residencial | -1,00 |
| 30 | 30 | Residencial | 8,00 |
| 31 | 0 | Conexão | 2,00 |
| 32 | 75 | Residencial | 4,00 |
| 33 | 112 | Residencial | -9,00 |
| 34 | 0 | Conexão | 15,00 |
| 35 | 0 | Conexão | -10,00 |
| 36 | 75 | Residencial | -14,00 |
| 37 | 0 | Conexão | 13,00 |
| 38 | 0 | Conexão | -7,00 |

Tabela A.1 - Caracterização das Barras do Alimentador e Aleatoriedade Adotada
(Continuação)

| Barra | Potência (kVA) | Perfil de carga | Aleatoriedade [%] |
|-------|-------------------|--------------------|----------------------|
| 39 | 30 | Residencial | -9,00 |
| 40 | 0 | Conexão | 11,00 |
| 41 | 0 | Conexão | 15,00 |
| 42 | 0 | Conexão | 8,00 |
| 43 | 0 | Conexão | -8,00 |
| 44 | 75 | Residencial | 14,00 |
| 45 | 0 | Conexão | 4,00 |
| 46 | 0 | Conexão | 14,00 |
| 47 | 0 | Conexão | -1,00 |
| 48 | 75 | Residencial | 12,00 |
| 49 | 45 | Residencial | -6,00 |
| 50 | 0 | Conexão | 8,00 |
| 51 | 0 | Conexão | 9,00 |
| 52 | 0 | Conexão | 10,00 |
| 53 | 75 | Residencial | -15,00 |
| 54 | 0 | Conexão | -5,00 |
| 55 | 75 | Residencial | 2,00 |
| 56 | 0 | Conexão | -2,00 |
| 57 | 0 | Conexão | -2,00 |
| 58 | 30 | Residencial | -12,00 |
| 59 | 75 | Residencial | 6,00 |
| 60 | 0 | Conexão | 4,00 |
| 61 | 0 | Conexão | 3,00 |
| 62 | 0 | Conexão | -8,00 |
| 63 | 112 | Residencial | 8,00 |
| 64 | 75 | Residencial | 8,00 |
| 65 | 0 | Conexão | 12,00 |
| 66 | 75 | Residencial | -10,00 |
| 67 | 75 | Residencial | -4,00 |
| 68 | 0 | Conexão | 2,00 |
| 69 | 0 | Conexão | 5,00 |
| 70 | 45 | Residencial | 13,00 |
| 71 | 30 | Residencial | 2,00 |
| 72 | 0 | Conexão | -13,00 |
| 73 | 45 | Residencial | -13,00 |
| 74 | 0 | Conexão | -15,00 |
| 75 | 0 | Conexão | -9,00 |
| 76 | 0 | Conexão | -14,00 |
| 77 | 75 | Residencial | 3,00 |
| 78 | 0 | Conexão | -13,00 |

Tabela A.1 - Caracterização das Barras do Alimentador e Aleatoriedade Adotada
(Continuação)

| Barra | Potência (kVA) | Perfil de carga | Aleatoriedade [%] |
|-------|-------------------|--------------------|----------------------|
| 79 | 30 | Residencial | 9,00 |
| 80 | 0 | Conexão | 15,00 |
| 81 | 0 | Conexão | 14,00 |
| 82 | 45 | Residencial | -2,00 |
| 83 | 0 | Conexão | -12,00 |
| 84 | 45 | Residencial | -12,00 |
| 85 | 0 | Conexão | -12,00 |
| 86 | 75 | Residencial | -9,00 |
| 87 | 0 | Conexão | 10,00 |
| 88 | 75 | Residencial | 0,00 |
| 89 | 10 | Residencial | 10,00 |
| 90 | 0 | Conexão | 14,00 |
| 91 | 0 | Conexão | -5,00 |
| 92 | 75 | Residencial | -10,00 |
| 93 | 0 | Conexão | -13,00 |
| 94 | 0 | Conexão | 8,00 |
| 95 | 75 | Residencial | -10,00 |
| 96 | 45 | Residencial | 0,00 |
| 97 | 0 | Conexão | 12,00 |
| 98 | 45 | Residencial | 8,00 |
| 99 | 75 | Residencial | -4,00 |
| 100 | 0 | Conexão | -10,00 |
| 101 | 45 | Residencial | 0,00 |
| 102 | 0 | Conexão | -5,00 |
| 103 | 0 | Conexão | 0,00 |
| 104 | 30 | Residencial | -9,00 |
| 105 | 0 | Conexão | -4,00 |
| 106 | 75 | Residencial | 14,00 |
| 107 | 0 | Conexão | 1,00 |
| 108 | 0 | Conexão | -6,00 |
| 109 | 75 | Residencial | -1,00 |
| 110 | 0 | Conexão | 8,00 |
| 111 | 45 | Residencial | 3,00 |
| 112 | 0 | Conexão | 2,00 |
| 113 | 0 | Conexão | -3,00 |
| 114 | 30 | Residencial | 9,00 |
| 115 | 0 | Conexão | -8,00 |
| 116 | 150 | Residencial | 14,00 |
| 117 | 0 | Conexão | -10,00 |
| 118 | 30 | Residencial | 10,00 |

Tabela A.1 - Caracterização das Barras do Alimentador e Aleatoriedade Adotada
(Continuação)

| Barra | Potência (kVA) | Perfil de carga | Aleatoriedade [%] |
|-------|-------------------|--------------------|----------------------|
| 119 | 0 | Conexão | 14,00 |
| 120 | 75 | Residencial | 0,00 |
| 121 | 0 | Conexão | -10,00 |
| 122 | 150 | Residencial | -3,00 |
| 123 | 0 | Conexão | 4,00 |
| 124 | 75 | Residencial | 4,00 |
| 125 | 0 | Conexão | -7,00 |
| 126 | 150 | Residencial | -5,00 |
| 127 | 15 | Residencial | 14,00 |
| 128 | 0 | Conexão | 14,00 |
| 129 | 0 | Conexão | -8,00 |
| 130 | 112 | Residencial | -14,00 |
| 131 | 0 | Conexão | -11,00 |
| 132 | 0 | Conexão | 15,00 |
| 133 | 15 | Residencial | 0,00 |
| 134 | 0 | Conexão | 8,00 |
| 135 | 45 | Residencial | 8,00 |
| 136 | 45 | Residencial | 6,00 |
| 137 | 0 | Conexão | 9,00 |
| 138 | 0 | Conexão | 9,00 |
| 139 | 75 | Residencial | -13,00 |
| 140 | 0 | Conexão | -11,00 |
| 141 | 75 | Residencial | 12,00 |
| 142 | 75 | Residencial | -8,00 |
| 143 | 0 | Conexão | -12,00 |
| 144 | 75 | Residencial | 6,00 |
| 145 | 0 | Conexão | -5,00 |
| 146 | 112 | Residencial | -14,00 |
| 147 | 0 | Conexão | 14,00 |
| 148 | 75 | Residencial | -10,00 |
| 149 | 0 | Conexão | 8,00 |
| 150 | 75 | Residencial | 14,00 |
| 151 | 0 | Conexão | 4,00 |
| 152 | 75 | Residencial | -5,00 |
| 153 | 112 | Residencial | -11,00 |
| 154 | 0 | Conexão | 0,00 |
| 155 | 45 | Residencial | -9,00 |
| 156 | 5 | Residencial | 8,00 |
| 500 | 45 | Comercial | 3,00 |
| 501 | 112 | Comercial | 12,00 |

Tabela A.1 - Caracterização das Barras do Alimentador e Aleatoriedade Adotada
(Continuação)

| Barra | Potência (kVA) | Perfil de carga | Aleatoriedade [%] |
|-------|----------------|-----------------|-------------------|
| 502 | 150 | Comercial | 11,00 |
| 503 | 225 | Comercial | 4,00 |
| 504 | 750 | Comercial | -8,00 |
| 505 | 225 | Comercial | 11,00 |
| 506 | 112 | Comercial | -13,00 |
| 507 | 112 | Comercial | 4,00 |
| 508 | 112 | Comercial | 15,00 |
| 509 | 500 | Comercial | -9,00 |
| 510 | 225 | Comercial | 3,00 |
| 511 | 150 | Comercial | 0,00 |
| 512 | 150 | Comercial | 7,00 |
| 513 | 225 | Comercial | 6,00 |
| 514 | 225 | Comercial | -4,00 |
| 515 | 45 | Comercial | 14,00 |
| 516 | 225 | Comercial | -3,00 |
| 517 | 150 | Comercial | 8,00 |
| 518 | 150 | Comercial | 1,00 |
| 519 | 225 | Comercial | 7,00 |
| 520 | 112 | Comercial | -7,00 |
| 521 | 225 | Comercial | 14,00 |

Tabela A.2 - Modelagem Física dos Ramos do Alimentador

| Barra de origem | Barra de destino | Comprimento (m) | Bitola (AWG) | Corrente nominal (A) |
|-----------------|------------------|-----------------|----------------|----------------------|
| 1000 | 1 | 36,7 | 95mm | 207 |
| 1 | 2 | 3501,9 | 4/0CAA | 318 |
| 2 | 3 | 140,4 | 4/0CAA | 318 |
| 3 | 4 | 15,2 | 4/0CAA | 318 |
| 3 | 5 | 0,5 | Recurso | 0 |
| 5 | 6 | 29 | 4/0CAA | 318 |
| 4 | 59 | 168,8 | 4/0CAA | 318 |
| 6 | 7 | 118 | 50compac | 179 |
| 7 | 9 | 127 | 4CAA | 112 |
| 7 | 8 | 19 | 4CAA | 112 |
| 8 | 500 | 29 | 4CAA | 112 |
| 8 | 501 | 40 | 4CAA | 112 |
| 9 | 10 | 103 | 4CAA | 112 |
| 9 | 11 | 79 | 4CAA | 112 |
| 9 | 12 | 136 | 4CAA | 112 |
| 12 | 13 | 103 | 4CAA | 112 |
| 12 | 14 | 79 | 4CAA | 112 |

Tabela A.2 - Modelagem Física dos Ramos do Alimentador (Continuação)

| Barra de origem | Barra de destino | Comprimento (m) | Bitola (AWG) | Corrente nominal (A) |
|-----------------|------------------|-----------------|--------------|----------------------|
| 12 | 15 | 131 | 4CAA | 112 |
| 15 | 16 | 98,8 | 4CAA | 112 |
| 15 | 17 | 100 | 4CAA | 112 |
| 15 | 18 | 78 | 4CAA | 112 |
| 18 | 23 | 106 | 4/0CAA | 318 |
| 18 | 19 | 20 | 4/0CAA | 318 |
| 19 | 20 | 154,5 | 50compac | 179 |
| 19 | 21 | 143 | 4/0CAA | 318 |
| 21 | 22 | 140,4 | 50compac | 179 |
| 23 | 24 | 62,7 | 50compac | 179 |
| 24 | 25 | 125,3 | 50compac | 179 |
| 23 | 26 | 132 | 4/0CAA | 318 |
| 26 | 27 | 134 | 4CAA | 112 |
| 26 | 28 | 17 | 4/0CAA | 318 |
| 28 | 29 | 16 | 4CAA | 112 |
| 28 | 30 | 17 | 4/0CAA | 318 |
| 30 | 31 | 72 | 4/0CAA | 318 |
| 31 | 32 | 130 | 4CAA | 112 |
| 31 | 33 | 134 | 4CAA | 112 |
| 31 | 34 | 76 | 185compac | 416 |
| 34 | 35 | 331 | 50compac | 179 |
| 35 | 36 | 107 | 4CAA | 112 |
| 35 | 37 | 95,3 | 50compac | 179 |
| 37 | 38 | 682 | 4/0CAA | 318 |
| 38 | 39 | 25 | 4CAA | 112 |
| 38 | 40 | 2079 | 4/0CAA | 318 |
| 40 | 505 | 16,4 | 50compac | 179 |
| 34 | 43 | 81 | 185compac | 416 |
| 43 | 44 | 70,5 | 185compac | 416 |
| 43 | 45 | 191 | 185compac | 416 |
| 45 | 502 | 50 | 4CAA | 112 |
| 502 | 503 | 50 | 4CAA | 112 |
| 45 | 46 | 70 | 4CAA | 112 |
| 46 | 47 | 82 | 4CAA | 112 |
| 47 | 48 | 79 | 4CAA | 112 |
| 47 | 49 | 120 | 4CAA | 112 |
| 46 | 50 | 59 | 4CAA | 112 |
| 50 | 51 | 40 | 4/0CAA | 318 |
| 51 | 504 | 30 | 4CAA | 112 |
| 51 | 52 | 161 | 4CAA | 112 |
| 52 | 53 | 95 | 4CAA | 112 |
| 52 | 54 | 78 | 4CAA | 112 |

Tabela A.2 - Modelagem Física dos Ramos do Alimentador (Continuação)

| Barra de origem | Barra de destino | Comprimento (m) | Bitola (AWG) | Corrente nominal (A) |
|-----------------|------------------|-----------------|----------------|----------------------|
| 54 | 55 | 150 | 4CAA | 112 |
| 54 | 56 | 160 | 4CAA | 112 |
| 50 | 506 | 80 | 4/0CAA | 318 |
| 40 | 41 | 247 | 4/0CAA | 318 |
| 41 | 42 | 247 | 4/0CAA | 318 |
| 42 | 115 | 0,5 | Recurso | 0 |
| 41 | 155 | 55,2 | 185compac | 416 |
| 115 | 116 | 76 | 4/0CAA | 318 |
| 116 | 117 | 153 | 4/0CAA | 318 |
| 117 | 118 | 68 | 4CAA | 112 |
| 117 | 517 | 49 | 4CAA | 112 |
| 517 | 518 | 69 | 50compac | 179 |
| 59 | 60 | 50 | 4/0CAA | 318 |
| 60 | 507 | 80 | 4CAA | 112 |
| 60 | 61 | 582 | 4/0CAA | 318 |
| 61 | 62 | 70 | 4CAA | 112 |
| 62 | 63 | 100 | 4CAA | 112 |
| 62 | 64 | 125 | 4CAA | 112 |
| 62 | 65 | 139 | 4CAA | 112 |
| 65 | 66 | 80 | 4CAA | 112 |
| 65 | 67 | 99 | 4CAA | 112 |
| 61 | 68 | 629 | 4/0CAA | 318 |
| 68 | 69 | 270 | 4/0CAA | 318 |
| 69 | 70 | 60 | 4CAA | 112 |
| 70 | 71 | 30 | 4CAA | 112 |
| 69 | 72 | 120 | 4/0CAA | 318 |
| 72 | 73 | 60 | 4CAA | 112 |
| 72 | 74 | 287 | 4/0CAA | 318 |
| 74 | 509 | 49 | 95mm | 207 |
| 74 | 75 | 5 | 4/0CAA | 318 |
| 75 | 510 | 113 | 4CAA | 112 |
| 75 | 102 | 65 | 4/0CAA | 318 |
| 68 | 76 | 82 | 4CAA | 112 |
| 76 | 77 | 191 | 4CAA | 112 |
| 76 | 78 | 30 | 4CAA | 112 |
| 78 | 79 | 60 | 4CAA | 112 |
| 78 | 80 | 50 | 4CAA | 112 |
| 80 | 508 | 60 | 4CAA | 112 |
| 80 | 81 | 48 | 4CAA | 112 |
| 81 | 82 | 110 | 4CAA | 112 |
| 81 | 83 | 63 | 4CAA | 112 |
| 83 | 84 | 163 | 4CAA | 112 |

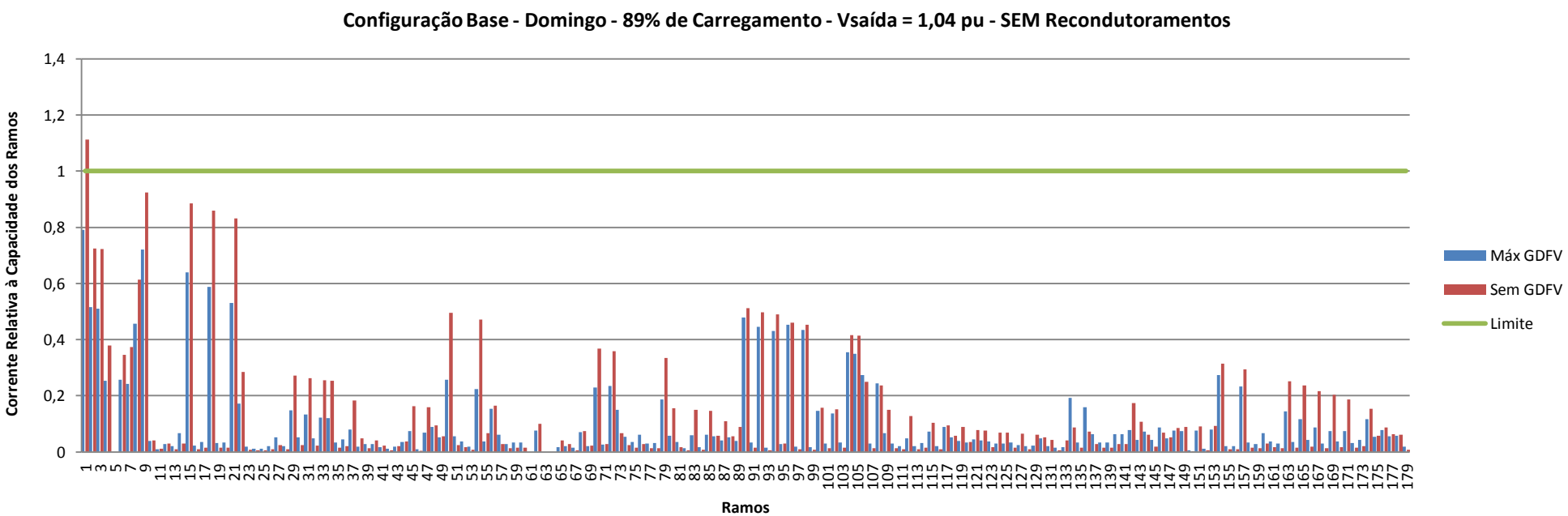
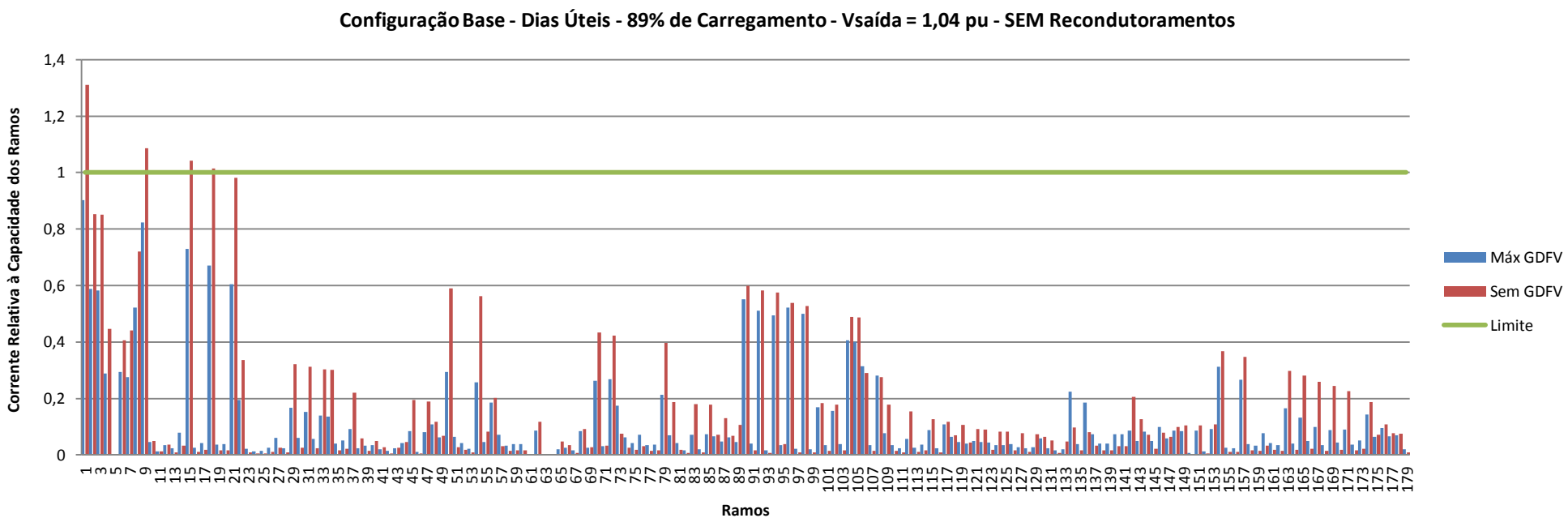
Tabela A.2 - Modelagem Física dos Ramos do Alimentador (Continuação)

| Barra de origem | Barra de destino | Comprimento (m) | Bitola (AWG) | Corrente nominal (A) |
|-----------------|------------------|-----------------|--------------|----------------------|
| 83 | 85 | 160 | 4/0CAA | 318 |
| 85 | 86 | 121 | 4CAA | 112 |
| 85 | 87 | 127 | 4/0CAA | 318 |
| 87 | 88 | 160 | 4CAA | 112 |
| 87 | 89 | 65 | 4CAA | 112 |
| 89 | 90 | 65 | 4CAA | 112 |
| 90 | 91 | 79 | 4CAA | 112 |
| 91 | 92 | 160 | 4CAA | 112 |
| 91 | 93 | 85 | 4CAA | 112 |
| 93 | 94 | 65 | 4CAA | 112 |
| 94 | 95 | 98 | 4CAA | 112 |
| 94 | 96 | 45 | 4CAA | 112 |
| 94 | 97 | 125 | 4CAA | 112 |
| 97 | 98 | 130 | 4CAA | 112 |
| 97 | 99 | 100 | 4CAA | 112 |
| 97 | 100 | 78 | 4CAA | 112 |
| 100 | 101 | 20 | 4CAA | 112 |
| 100 | 512 | 40 | 4CAA | 112 |
| 512 | 513 | 70 | 4CAA | 112 |
| 102 | 103 | 81 | 4/0CAA | 318 |
| 103 | 511 | 50 | 4CAA | 112 |
| 103 | 104 | 170 | 4/0CAA | 318 |
| 104 | 105 | 265 | 4/0CAA | 318 |
| 105 | 106 | 20 | 4CAA | 112 |
| 105 | 107 | 65 | 4/0CAA | 318 |
| 107 | 108 | 380 | 4/0CAA | 318 |
| 108 | 109 | 79 | 4CAA | 112 |
| 108 | 110 | 41 | 4/0CAA | 318 |
| 110 | 111 | 40 | 4CAA | 112 |
| 110 | 112 | 48 | 4/0CAA | 318 |
| 112 | 516 | 30 | 4CAA | 112 |
| 112 | 113 | 49 | 4/0CAA | 318 |
| 113 | 114 | 20 | 4CAA | 112 |
| 113 | 115 | 422 | 4/0CAA | 318 |
| 93 | 119 | 38 | 4CAA | 112 |
| 119 | 120 | 121 | 4CAA | 112 |
| 119 | 121 | 118 | 4CAA | 112 |
| 121 | 122 | 119 | 4CAA | 112 |
| 121 | 123 | 120 | 4/0CAA | 318 |
| 123 | 124 | 84 | 4CAA | 112 |
| 123 | 125 | 65 | 4CAA | 112 |
| 125 | 126 | 141 | 4CAA | 112 |

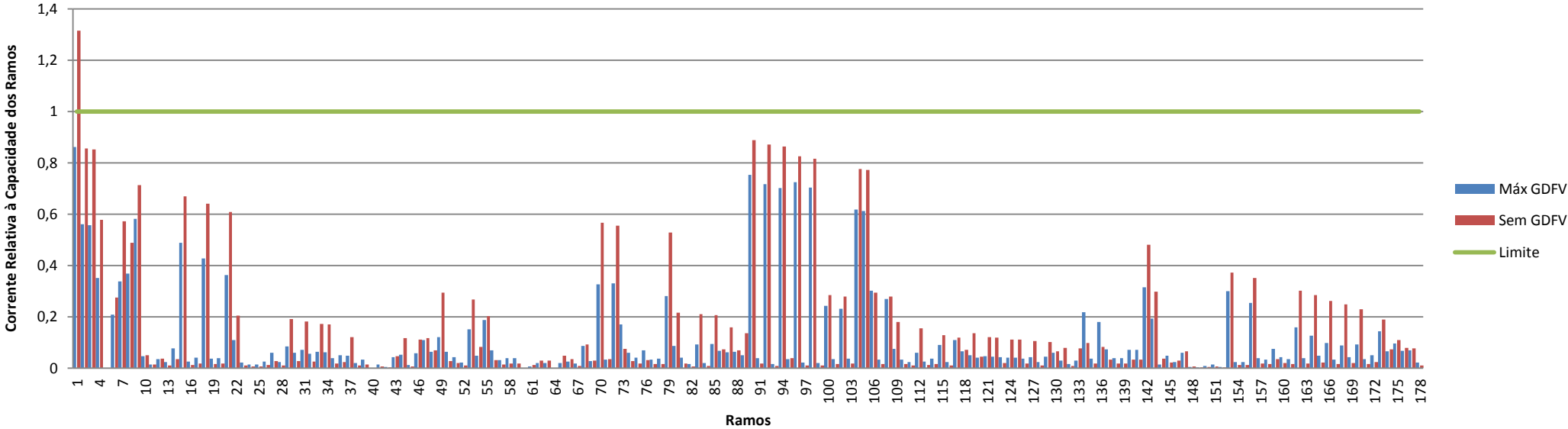
Tabela A.2 - Modelagem Física dos Ramos do Alimentador (Continuação)

| Barra de origem | Barra de destino | Comprimento (m) | Bitola (AWG) | Corrente nominal (A) |
|-----------------|------------------|-----------------|--------------|----------------------|
| 125 | 107 | 141 | 4CAA | 112 |
| 90 | 127 | 277,5 | 4CAA | 112 |
| 127 | 128 | 299,5 | 50compac | 179 |
| 128 | 129 | 114 | 4/0CAA | 318 |
| 129 | 130 | 154,2 | 4CAA | 112 |
| 129 | 131 | 205 | 4/0CAA | 318 |
| 131 | 514 | 39,8 | 4CAA | 112 |
| 131 | 515 | 105 | 4/0CAA | 318 |
| 515 | 132 | 38 | 4/0CAA | 318 |
| 132 | 133 | 66,1 | 4CAA | 112 |
| 132 | 57 | 240 | 4/0CAA | 318 |
| 57 | 58 | 66,1 | 4CAA | 112 |
| 57 | 506 | 87 | 4/0CAA | 318 |
| 128 | 134 | 50 | 4CAA | 112 |
| 134 | 135 | 129 | 4CAA | 112 |
| 134 | 136 | 129 | 4CAA | 112 |
| 134 | 137 | 51 | 4CAA | 112 |
| 137 | 138 | 235 | 4/0CAA | 318 |
| 138 | 139 | 226 | 4CAA | 112 |
| 138 | 140 | 84 | 4CAA | 112 |
| 140 | 141 | 37 | 4CAA | 112 |
| 140 | 142 | 100 | 4CAA | 112 |
| 137 | 143 | 51 | 4CAA | 112 |
| 143 | 144 | 120 | 4CAA | 112 |
| 143 | 145 | 70 | 4CAA | 112 |
| 145 | 146 | 20 | 4CAA | 112 |
| 145 | 147 | 59 | 4CAA | 112 |
| 147 | 148 | 150 | 4CAA | 112 |
| 147 | 149 | 40 | 4CAA | 112 |
| 149 | 150 | 100 | 4CAA | 112 |
| 149 | 151 | 123 | 4CAA | 112 |
| 151 | 152 | 82 | 4CAA | 112 |
| 151 | 153 | 144 | 4CAA | 112 |
| 151 | 154 | 81 | 4CAA | 112 |
| 154 | 519 | 50 | 4CAA | 112 |
| 154 | 520 | 116 | 4CAA | 112 |
| 520 | 156 | 25,25 | 4CAA | 112 |
| 156 | 521 | 25,25 | 4CAA | 112 |
| 154 | 155 | 29 | 4CAA | 112 |

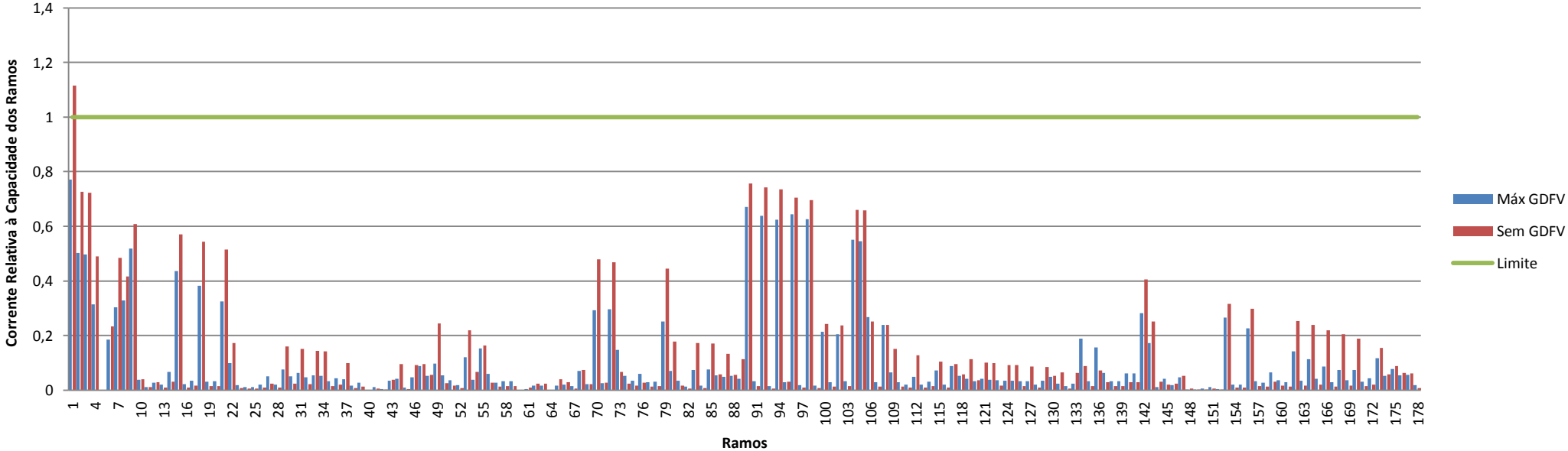
B - COMPORTAMENTO DAS CORRENTES RELATIVAS ÀS CAPACIDADES DOS RAMOS PARA TODAS AS CONFIGURAÇÕES E RECONDUTORAMENTOS



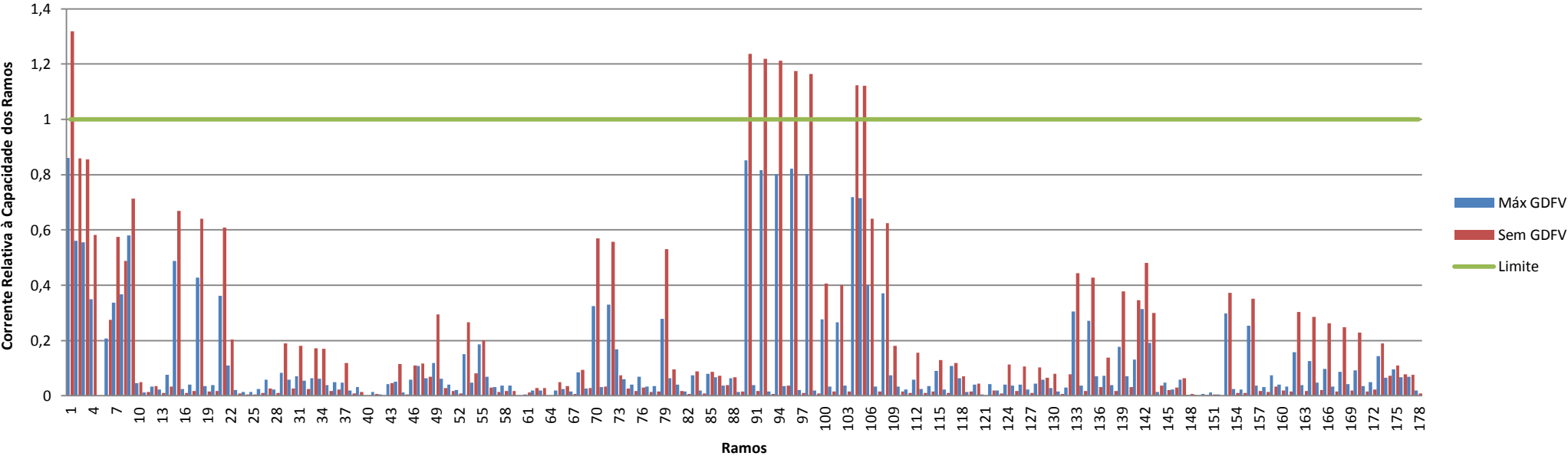
Configuração 6 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



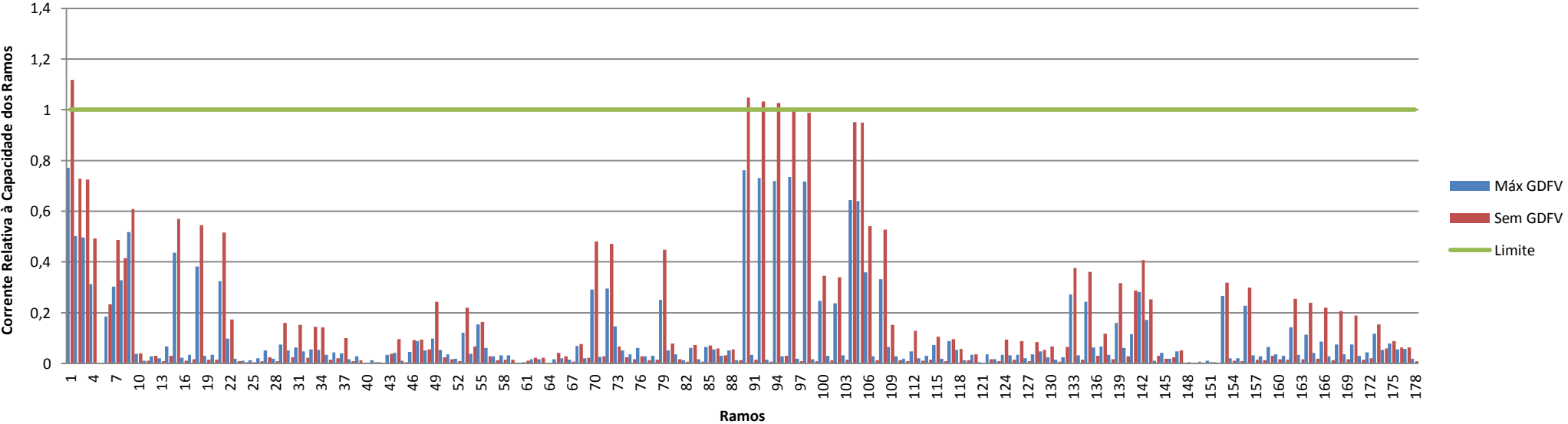
Configuração 6 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



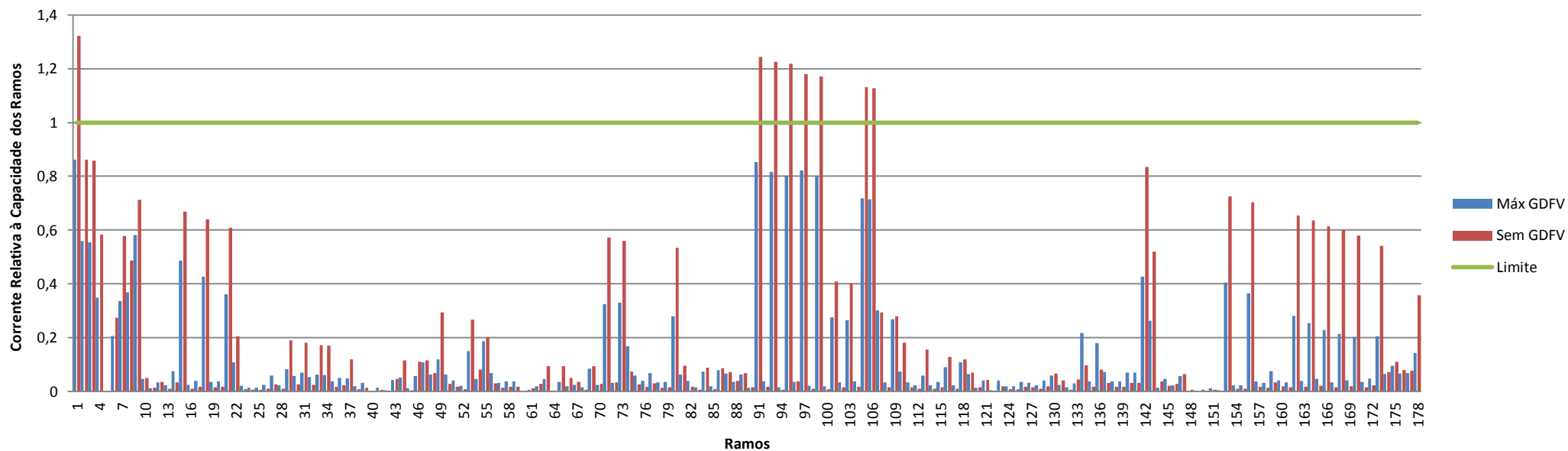
Configuração 7 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



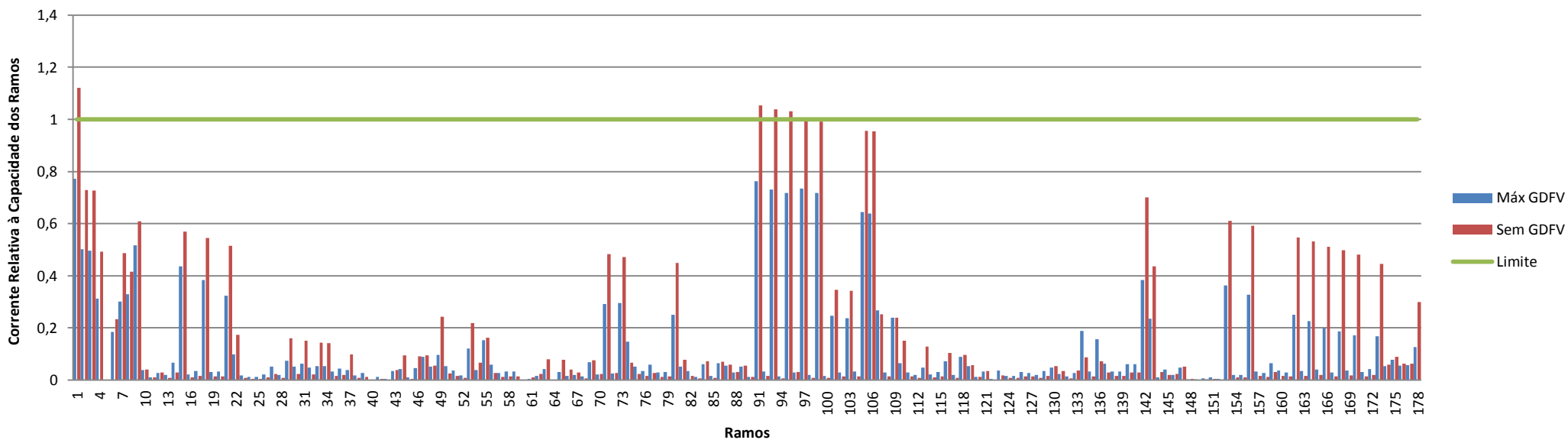
Configuração 7 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



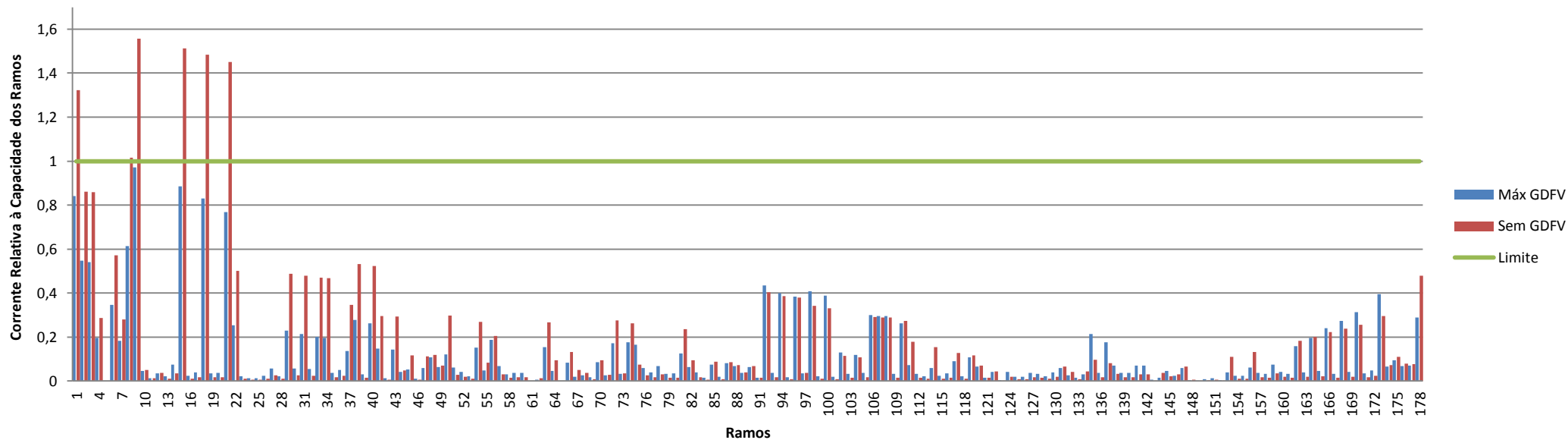
Configuração 8 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



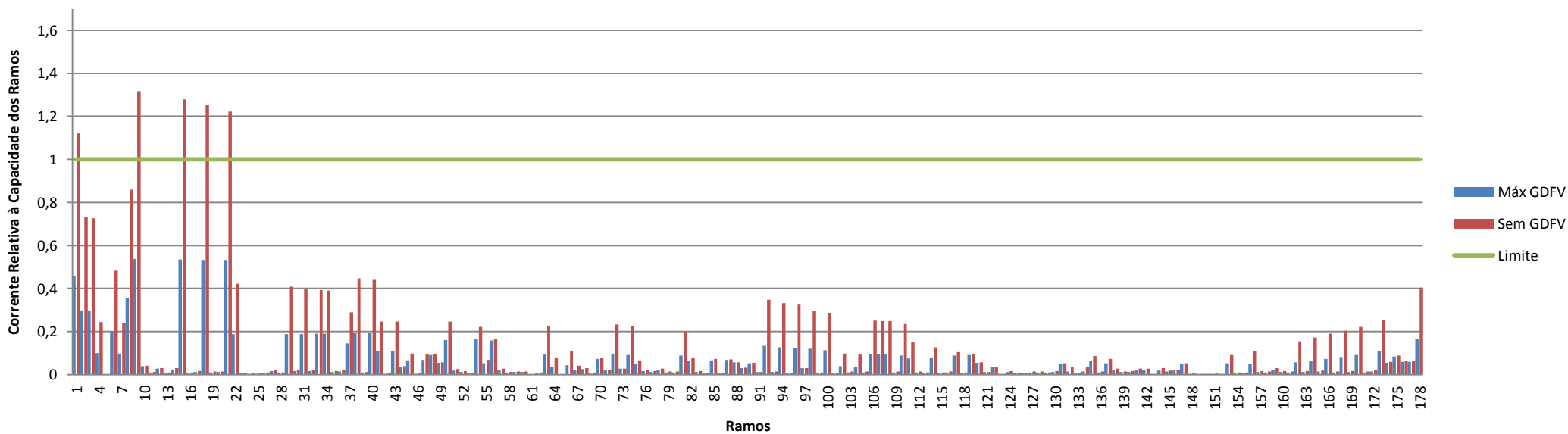
Configuração 8 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



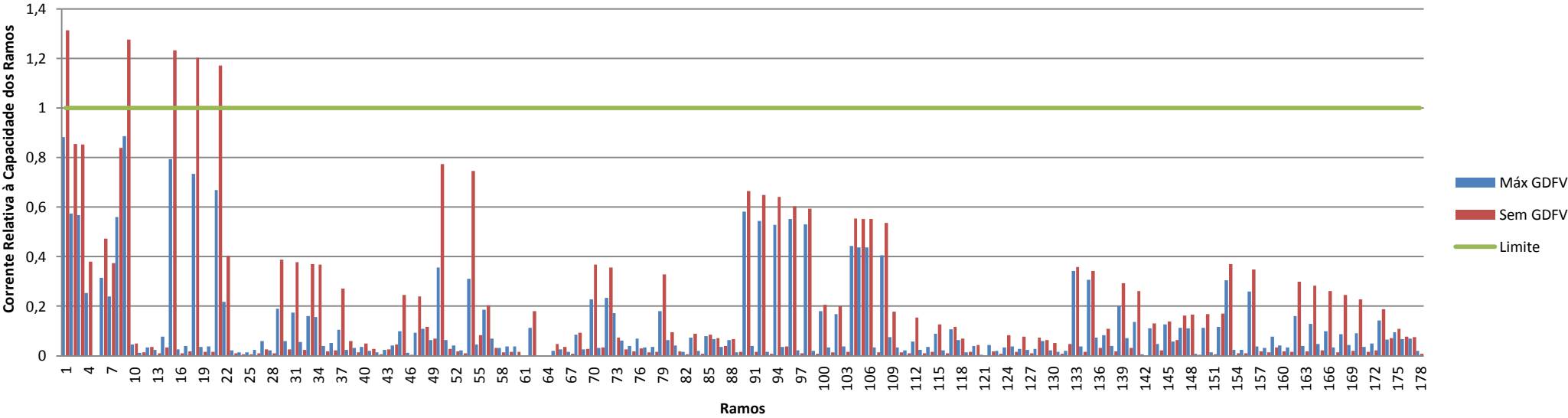
Configuração 10 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



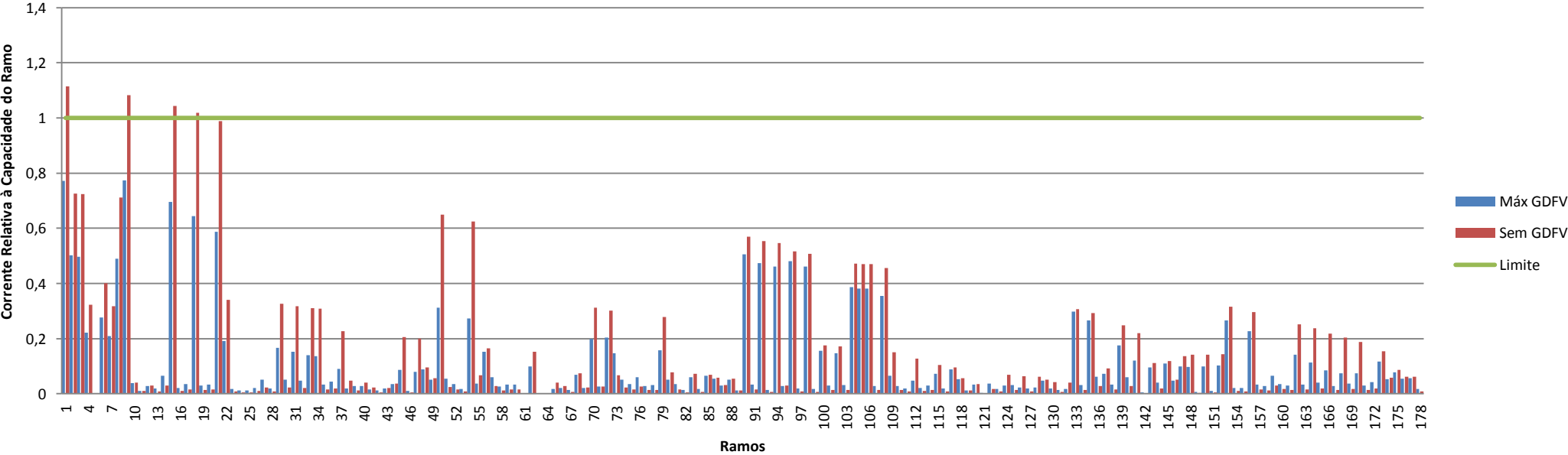
Configuração 10 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



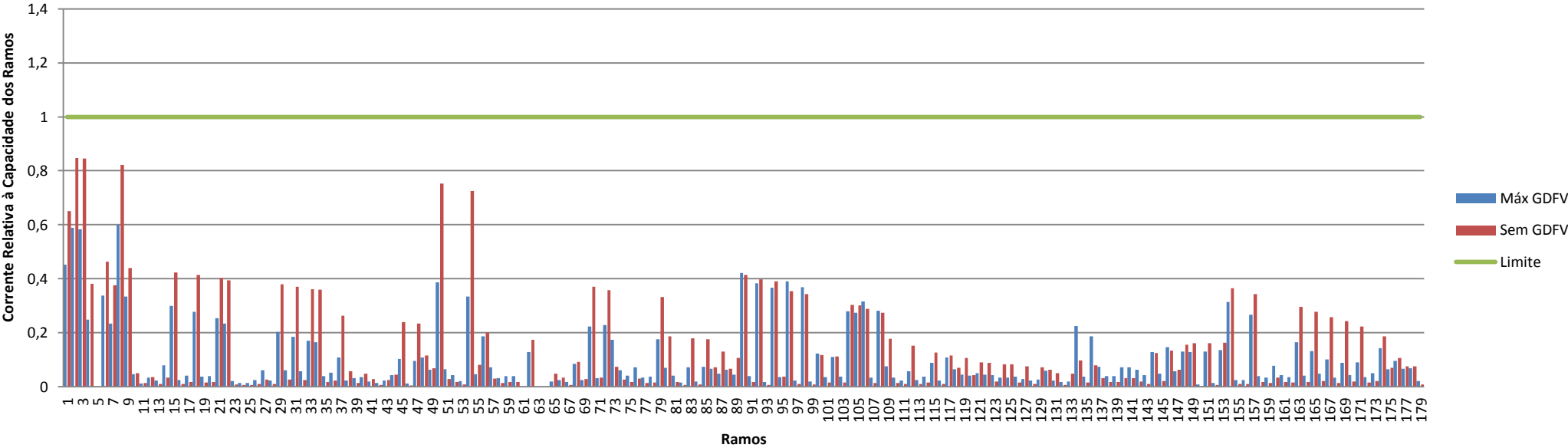
Configuração 12 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



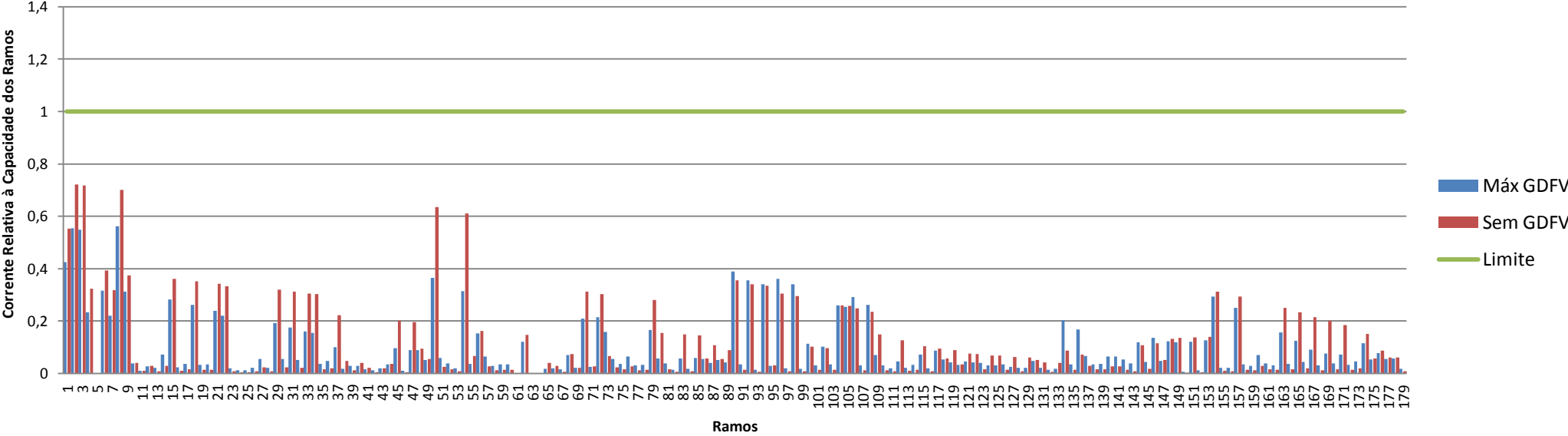
Configuração 12 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - SEM Recondutoramentos



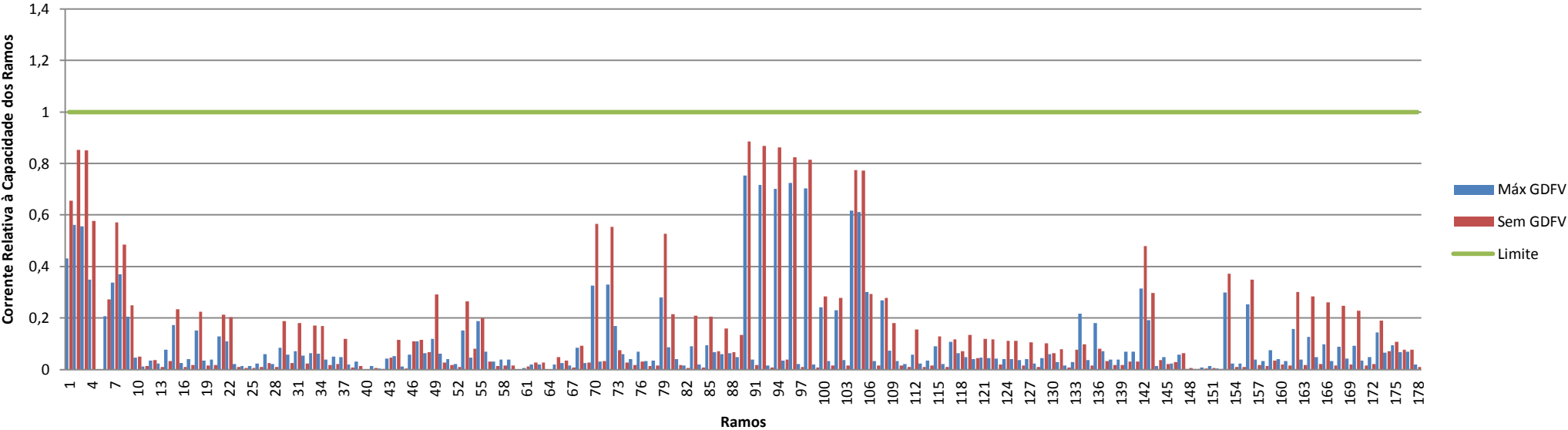
Configuração Base - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



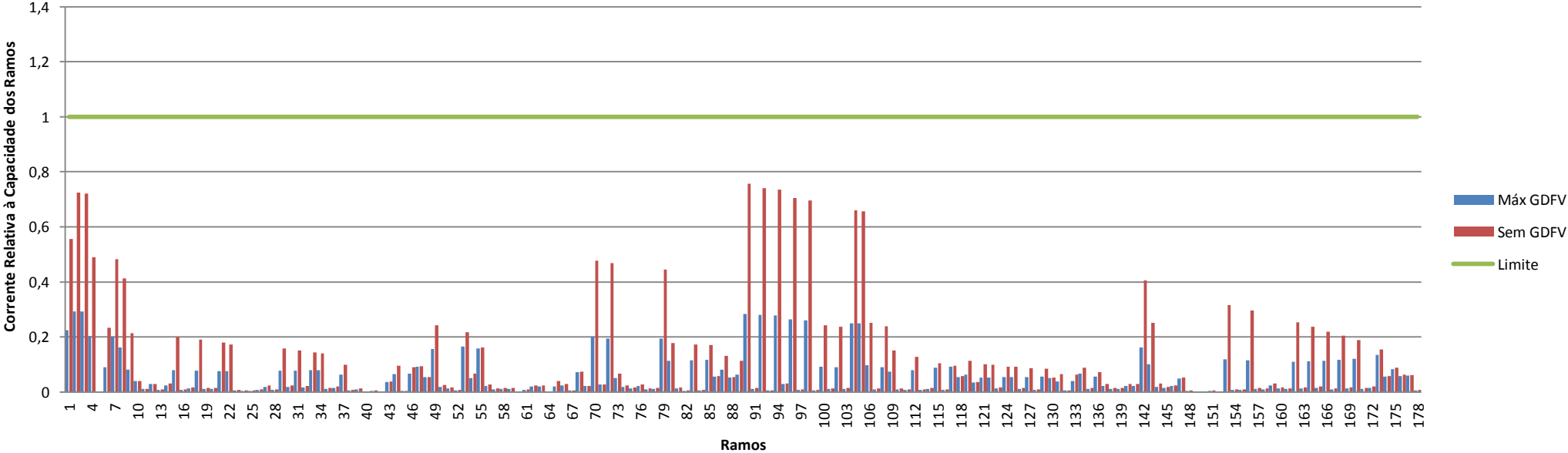
Configuração Base - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



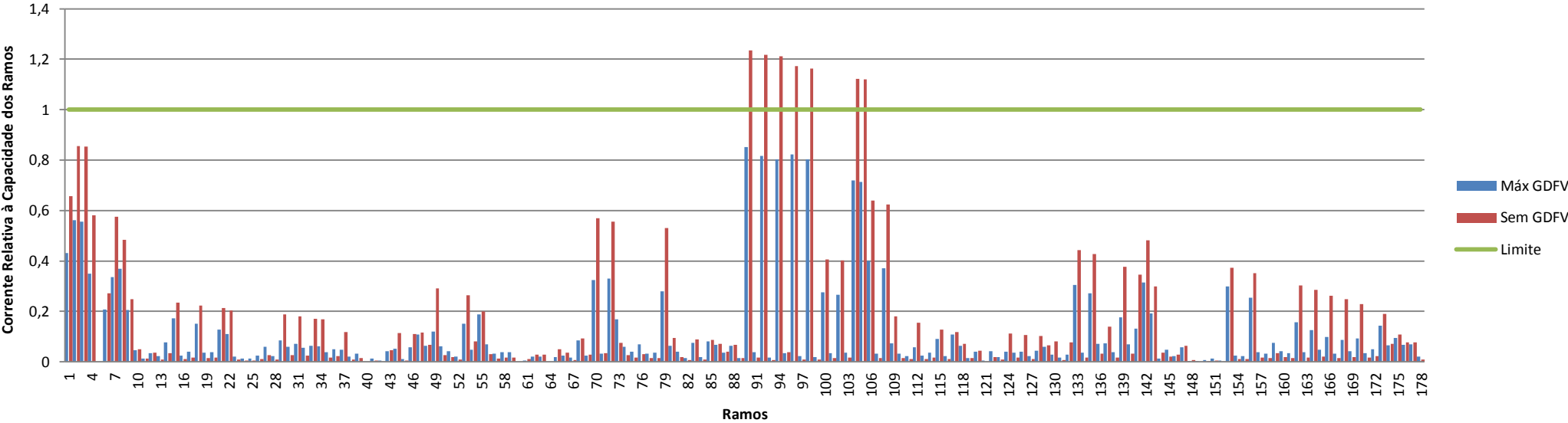
Configuração 6 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



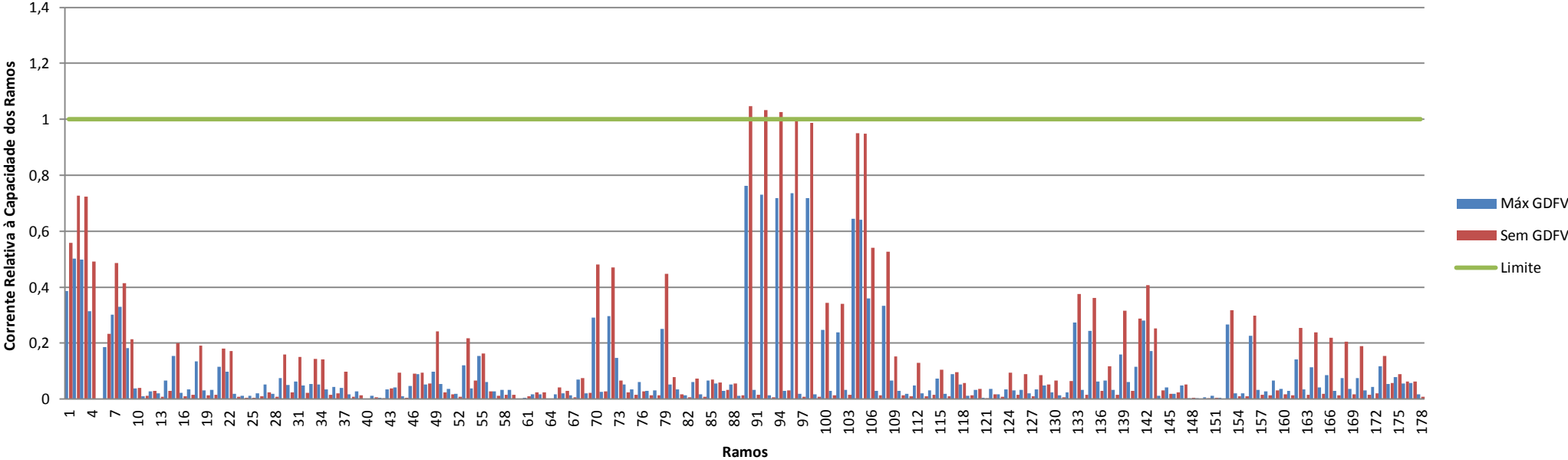
Configuração 6 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



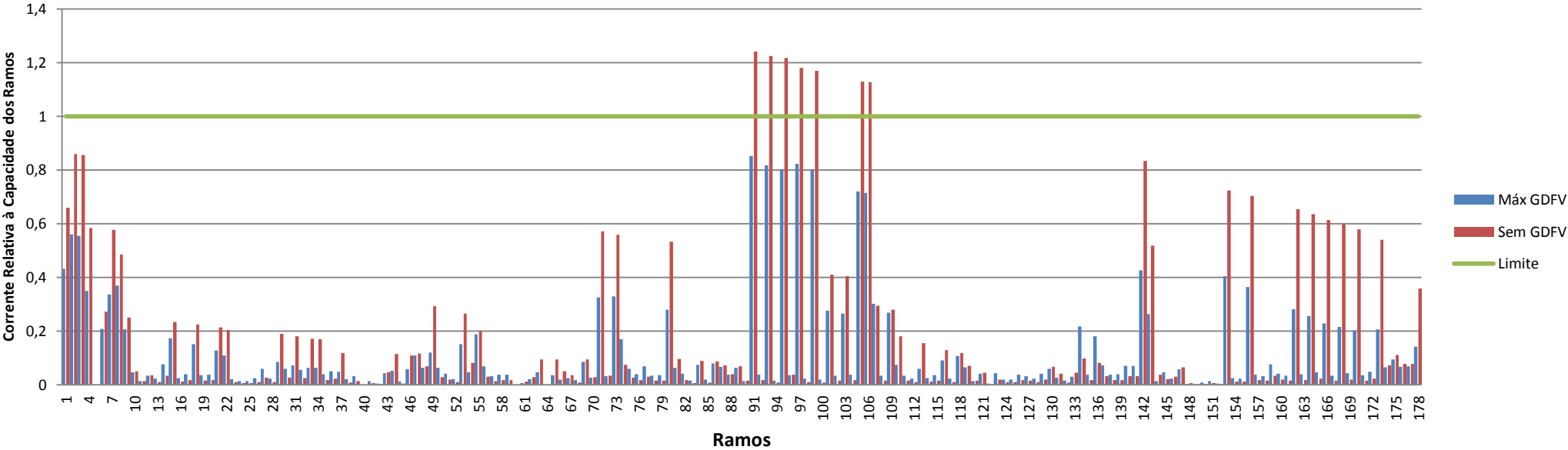
Configuração 7 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



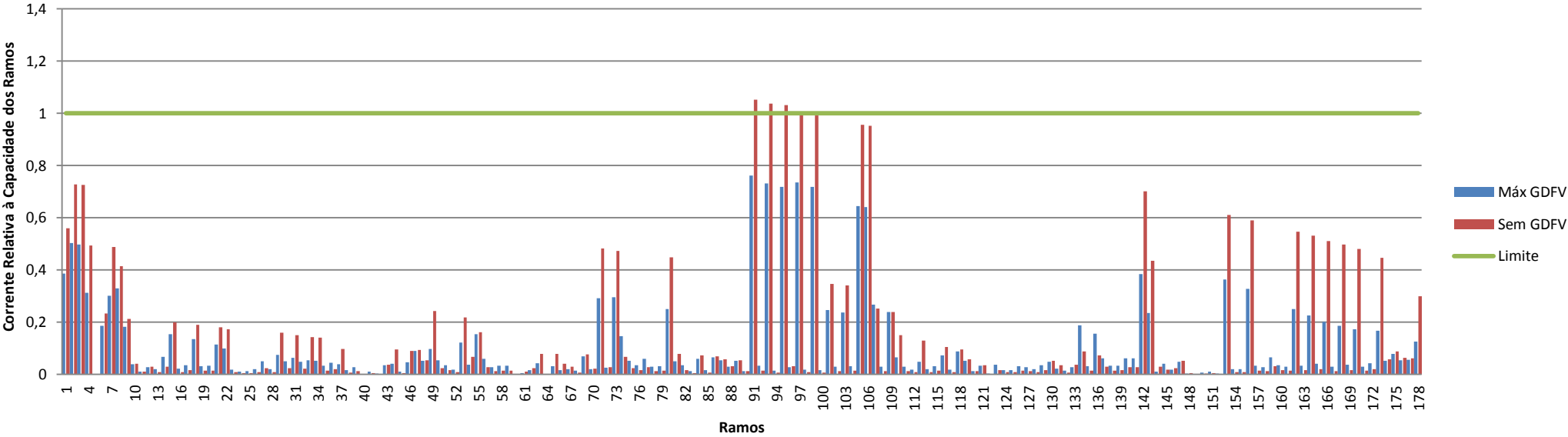
Configuração 7 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



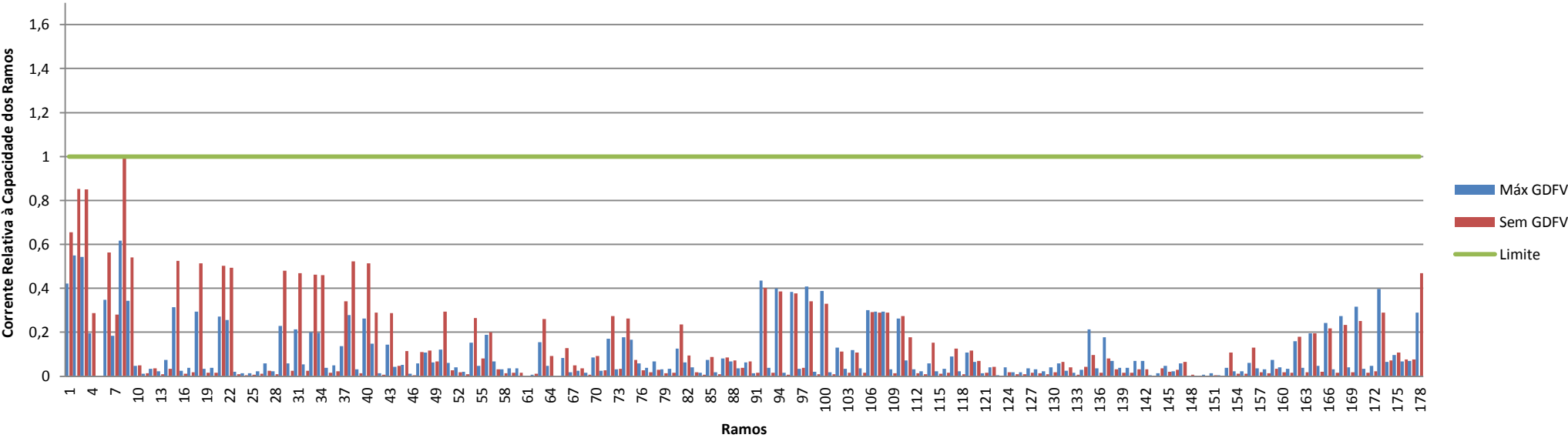
Configuração 8 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



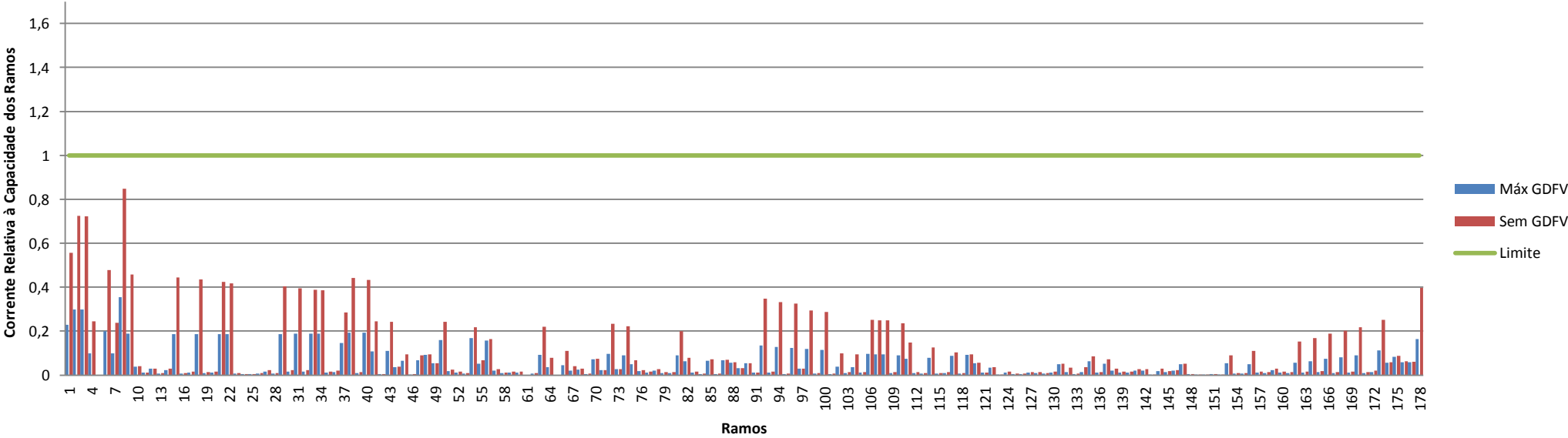
Configuração 8 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



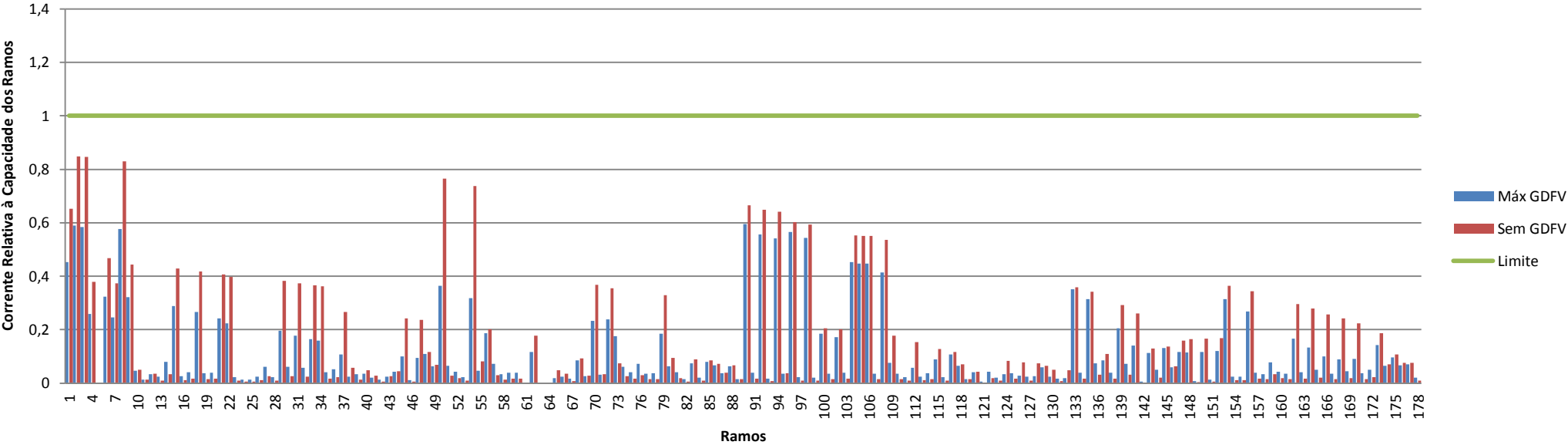
Configuração 10 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



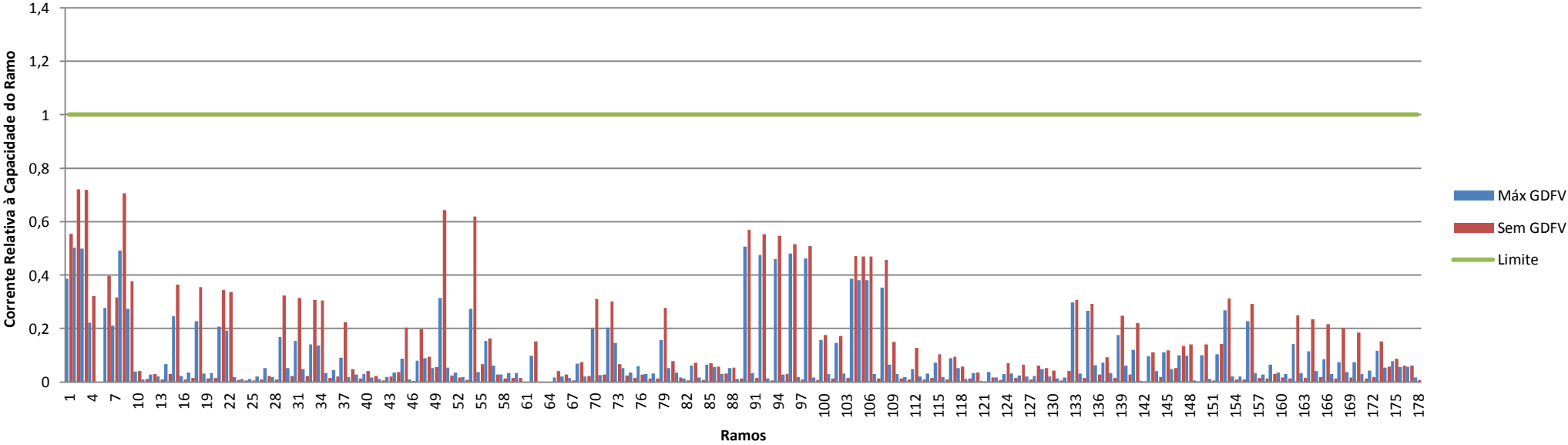
Configuração 10 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



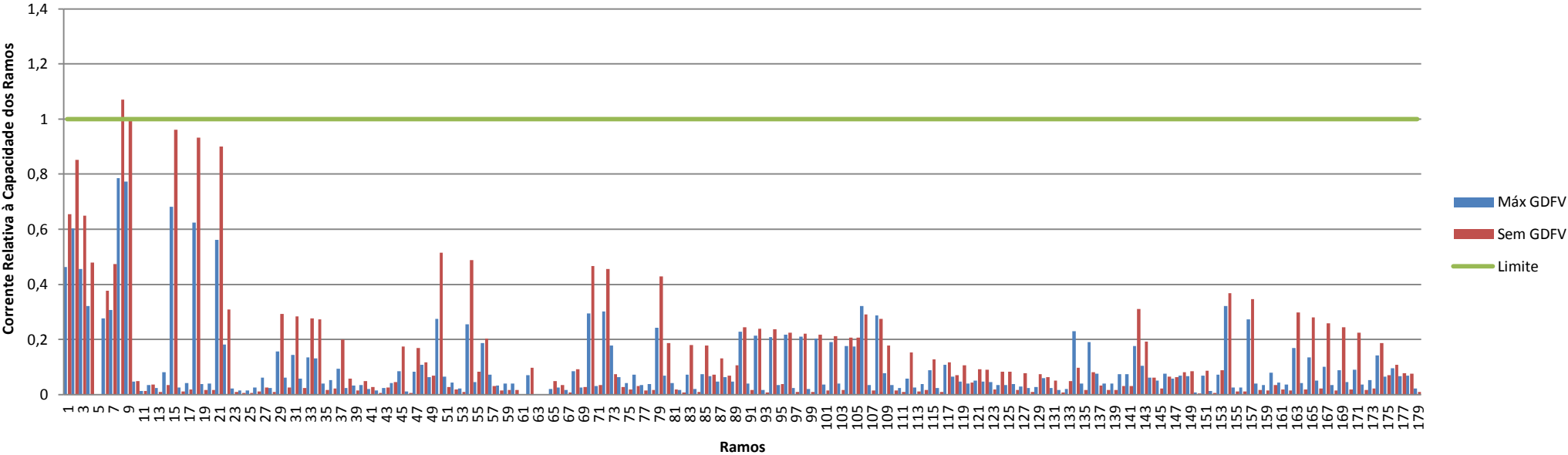
Configuração 12 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



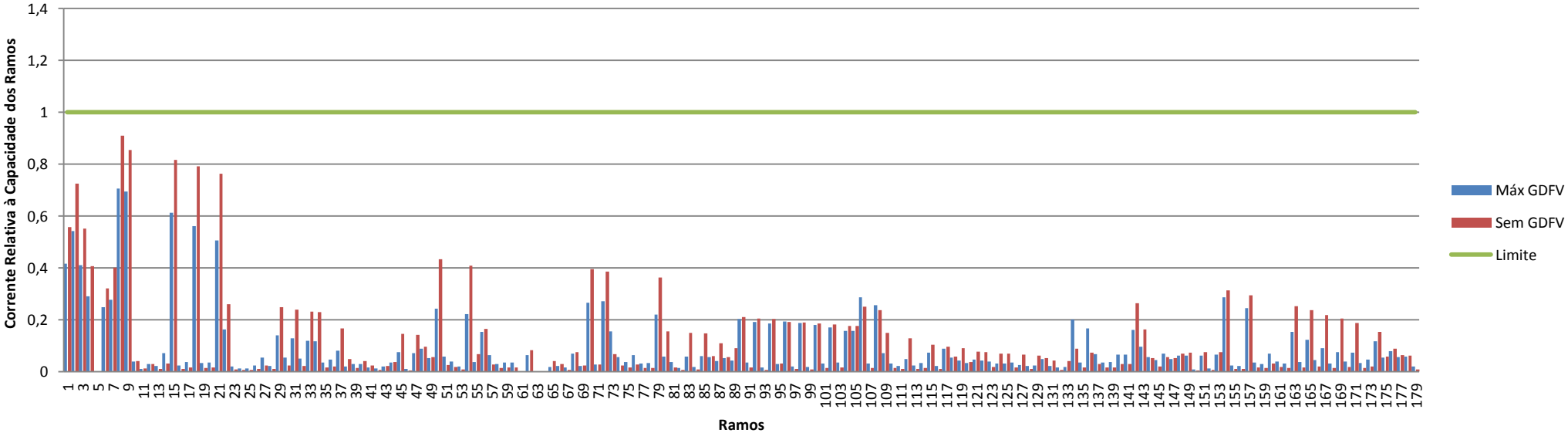
Configuração 12 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento A



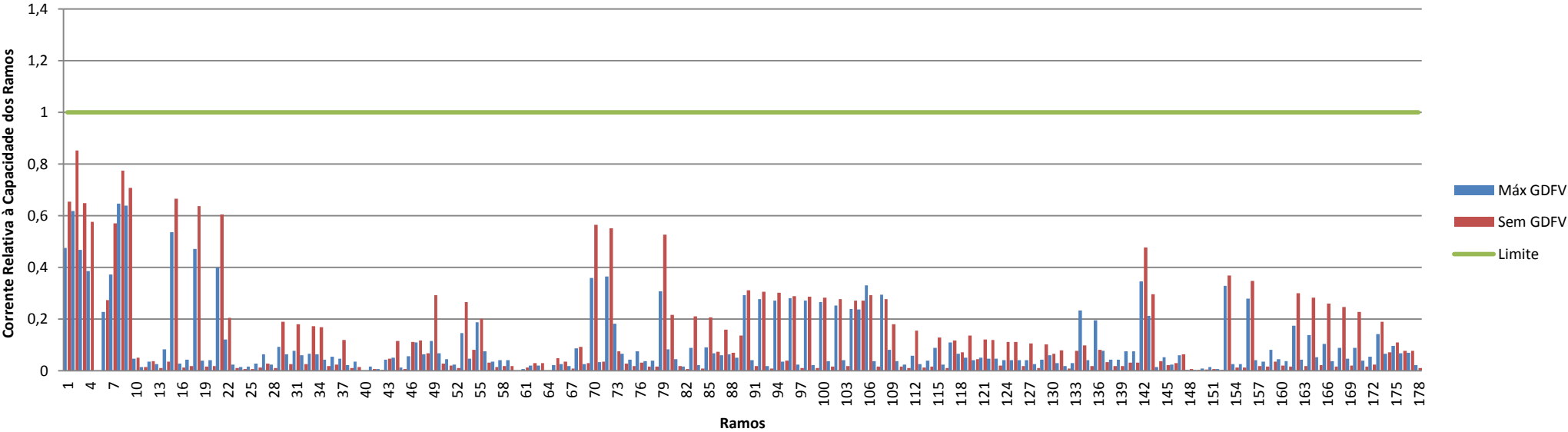
Configuração Base - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



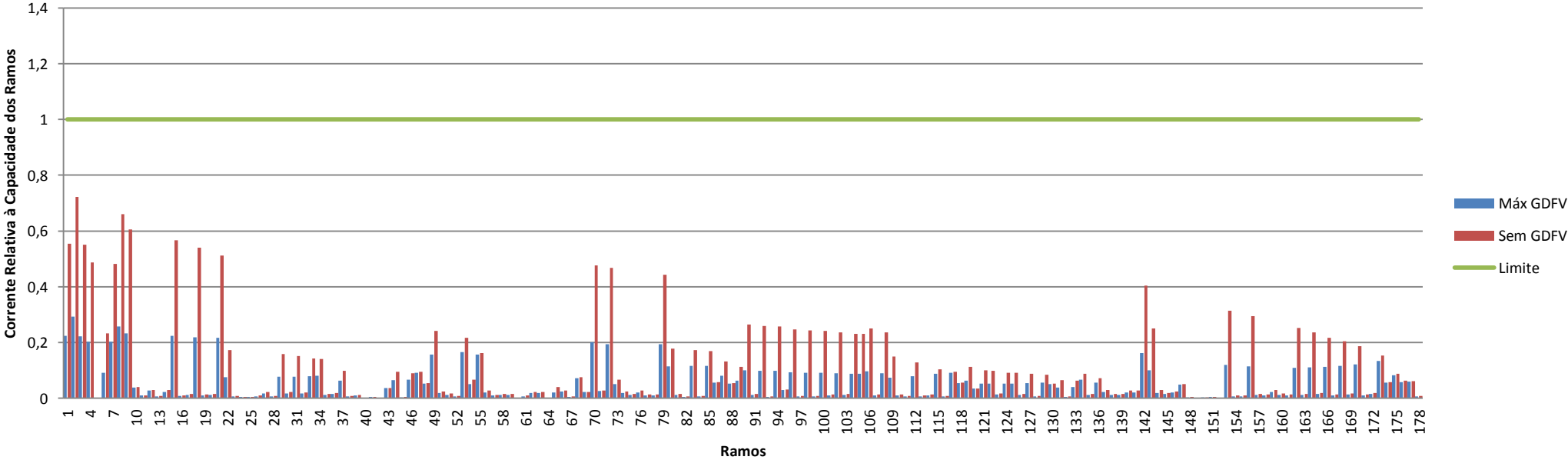
Configuração Base - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



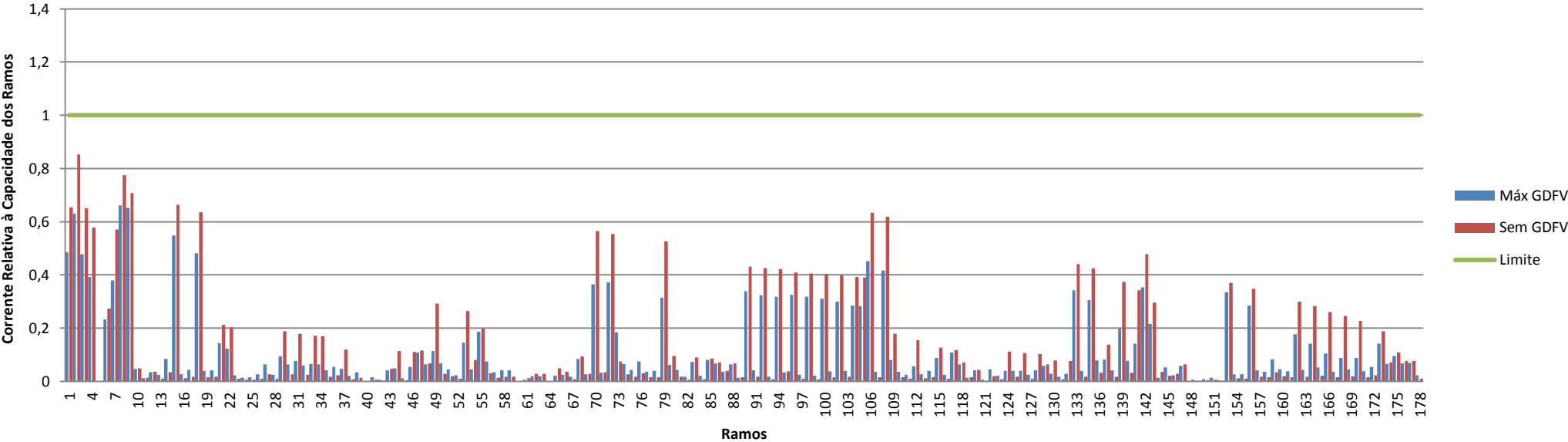
Configuração 6 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



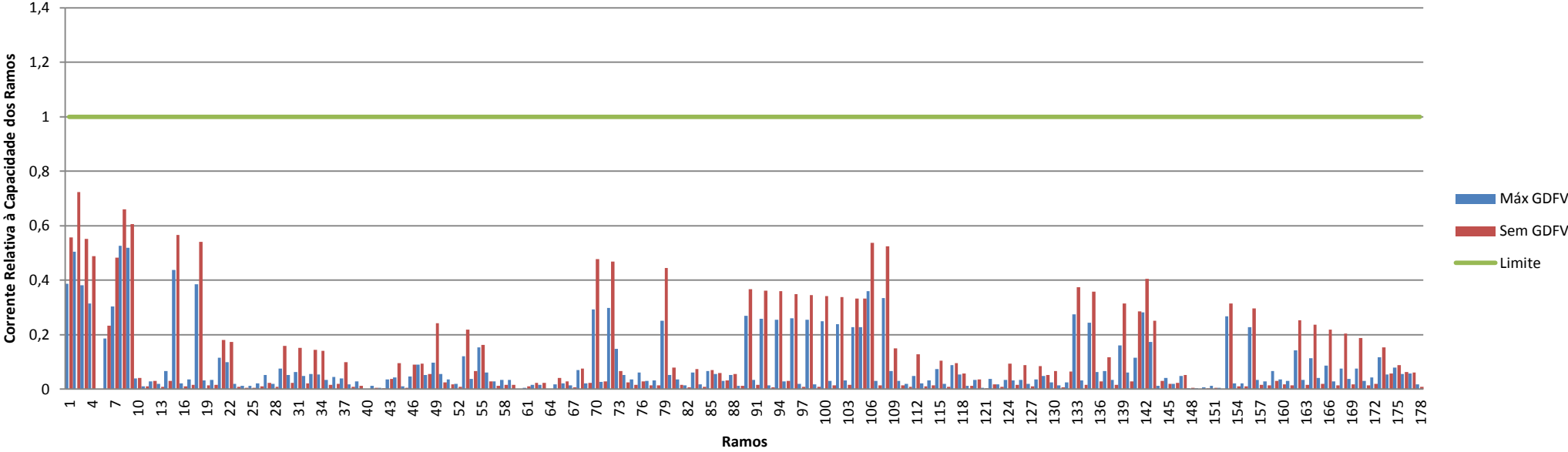
Configuração 6 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



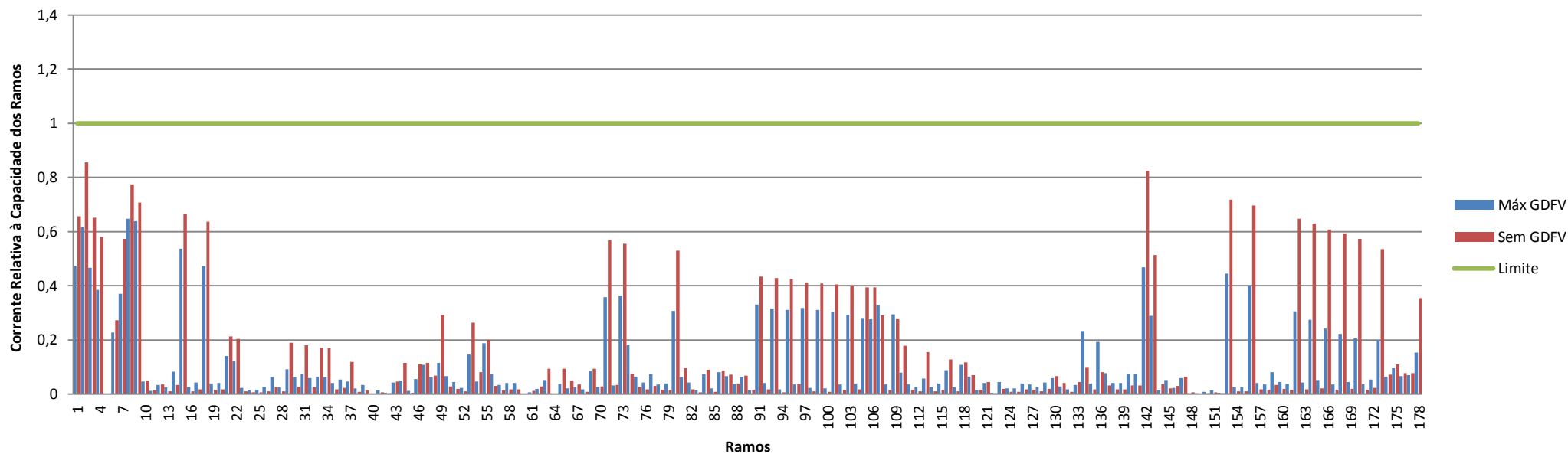
Configuração 7 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



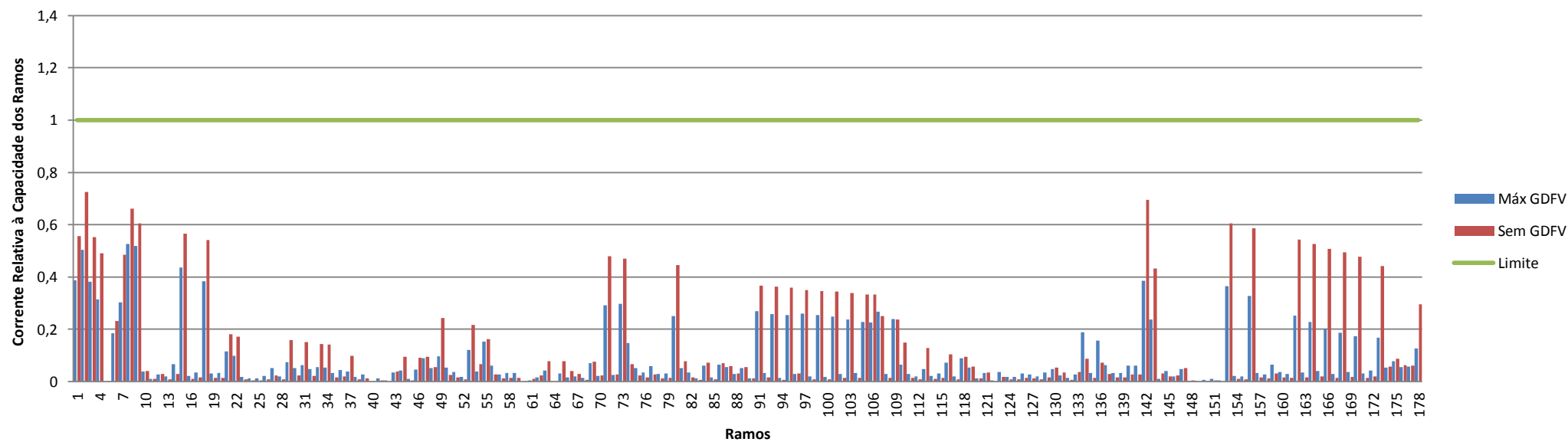
Configuração 7 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



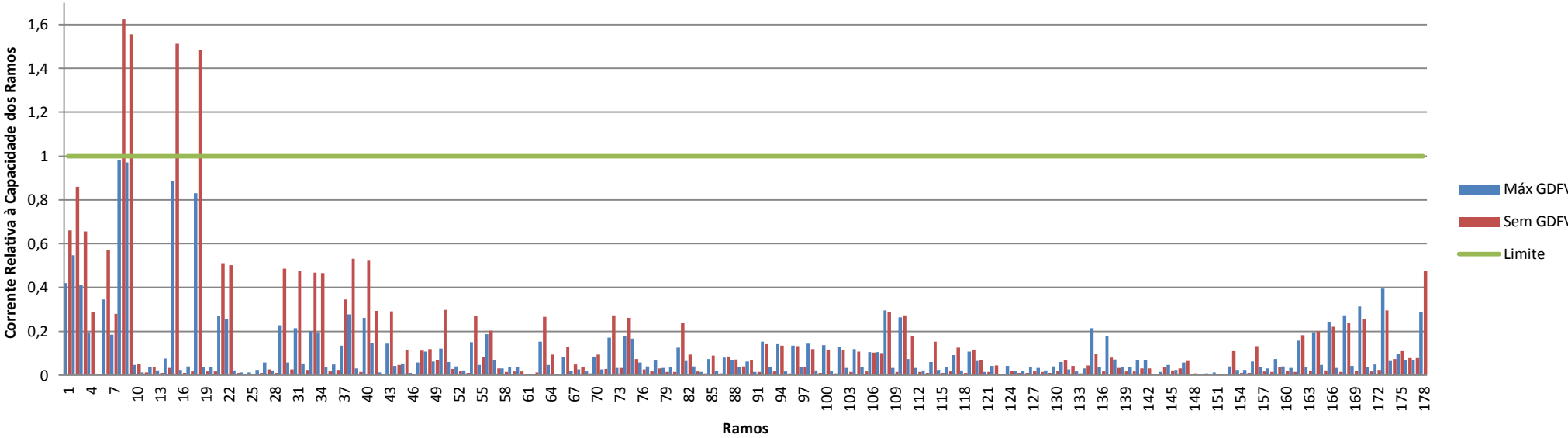
Configuração 8 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



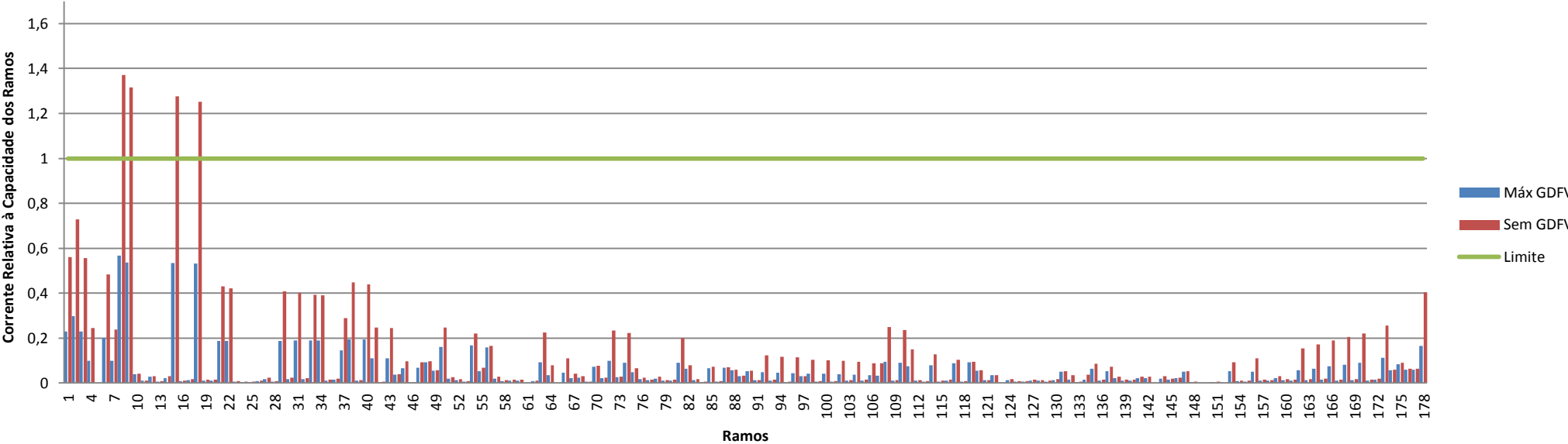
Configuração 8 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



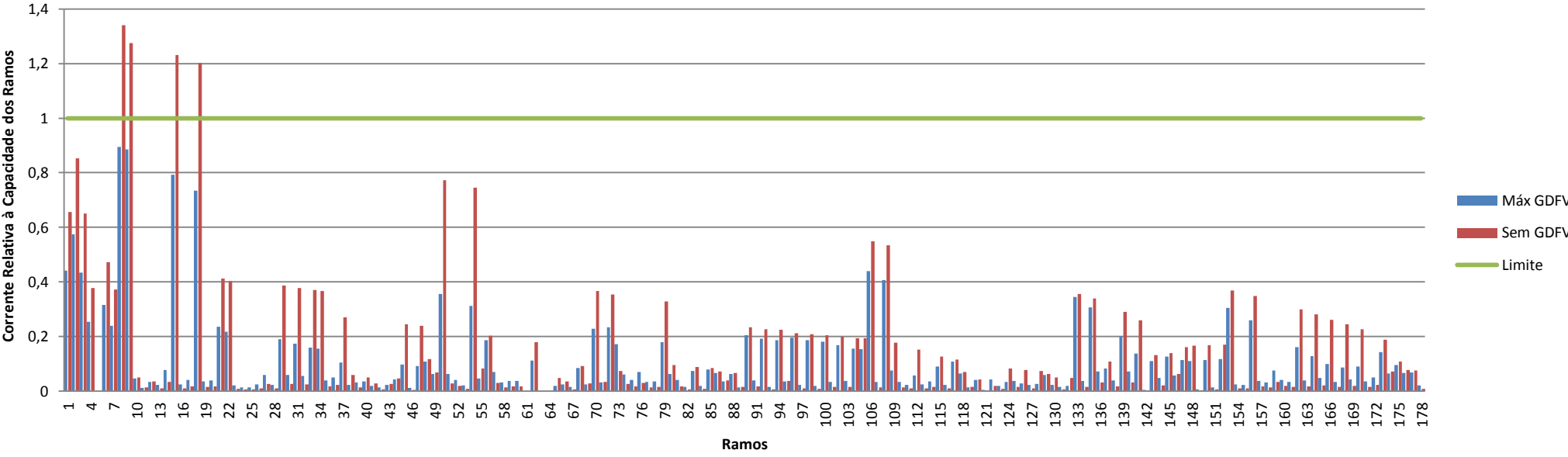
Configuração 10 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



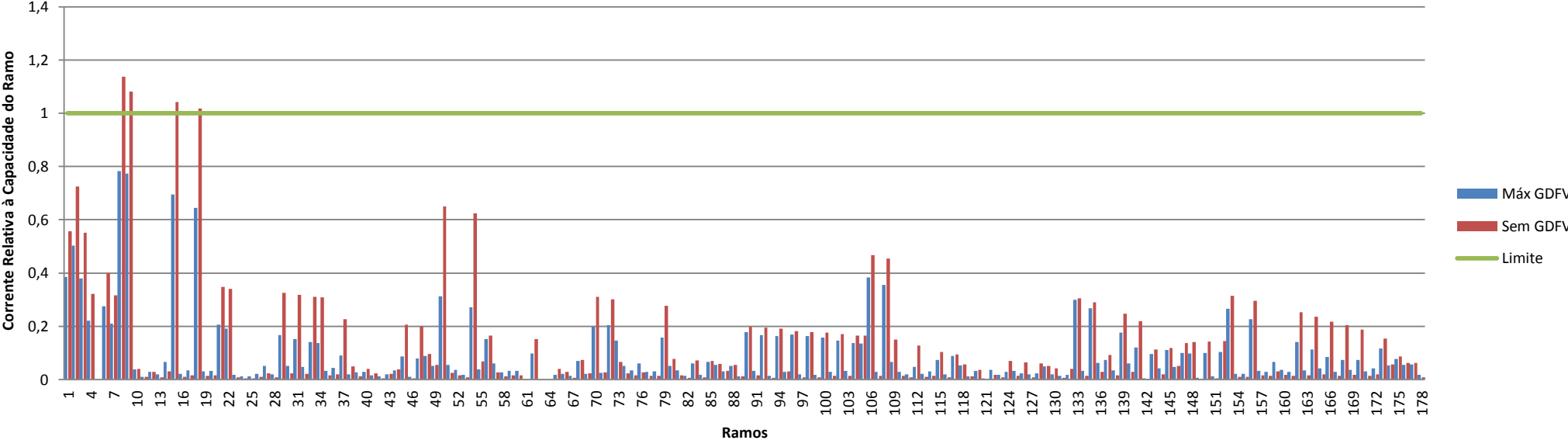
Configuração 10 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,049 pu - Recondutoramento B



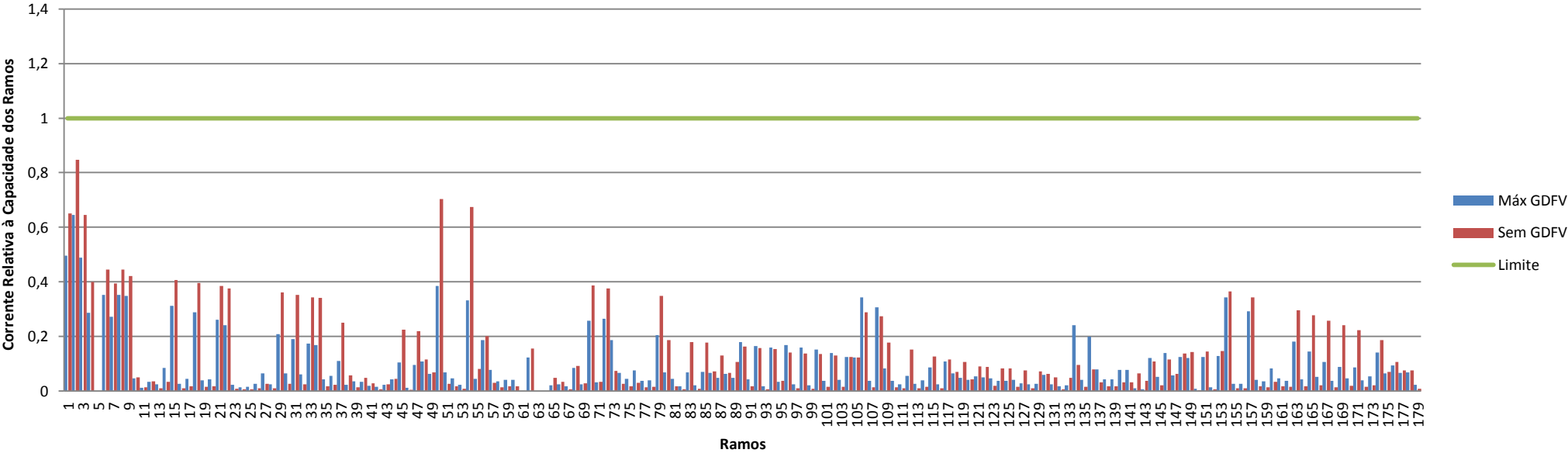
Configuração 12 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



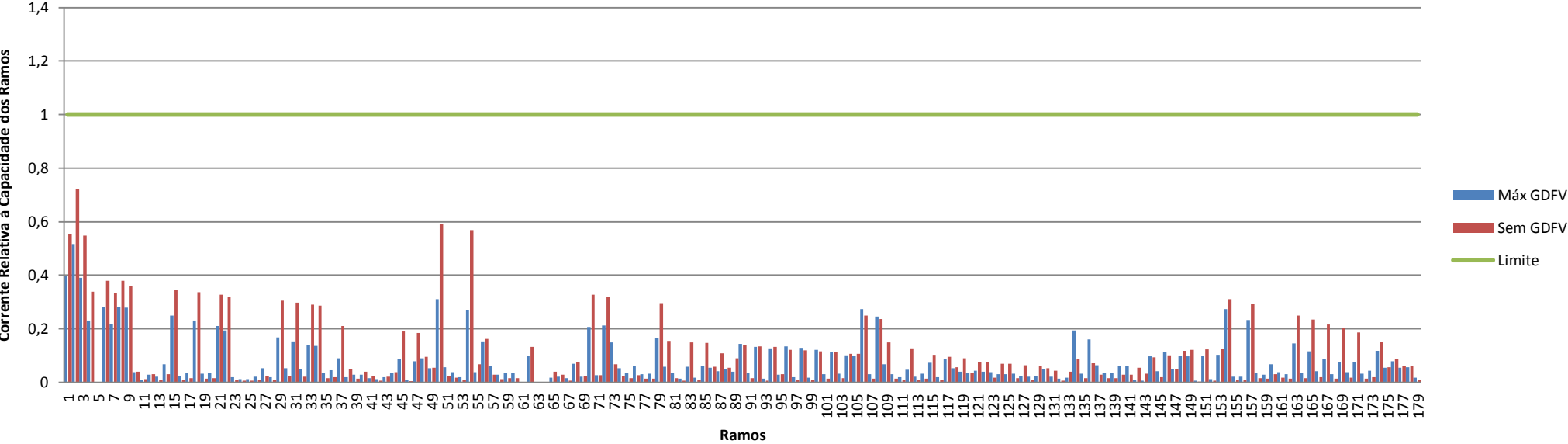
Configuração 12 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento B



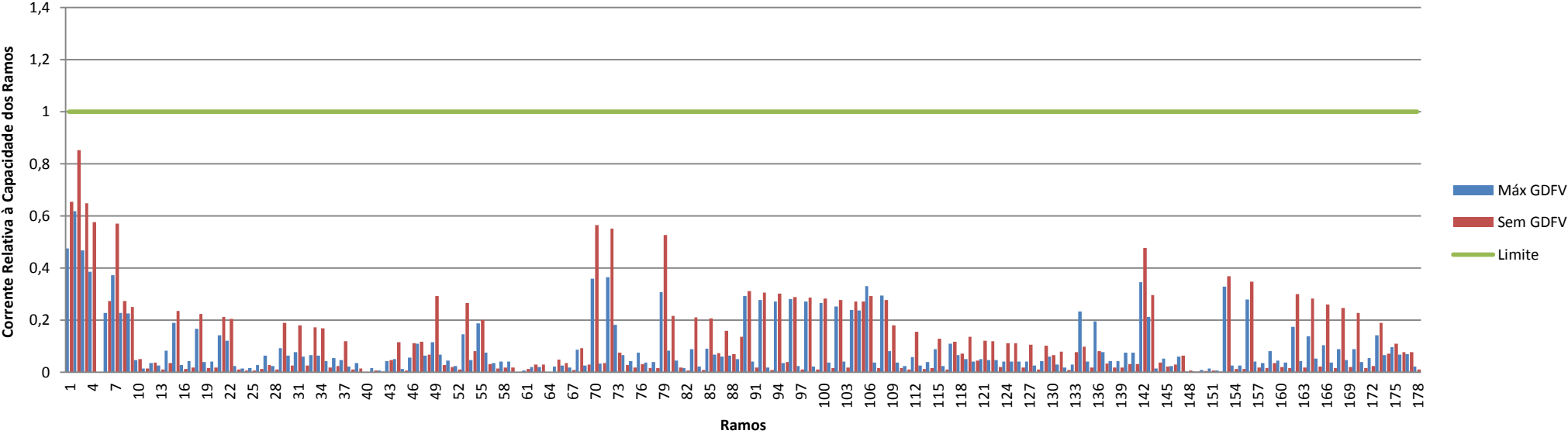
Configuração Base - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



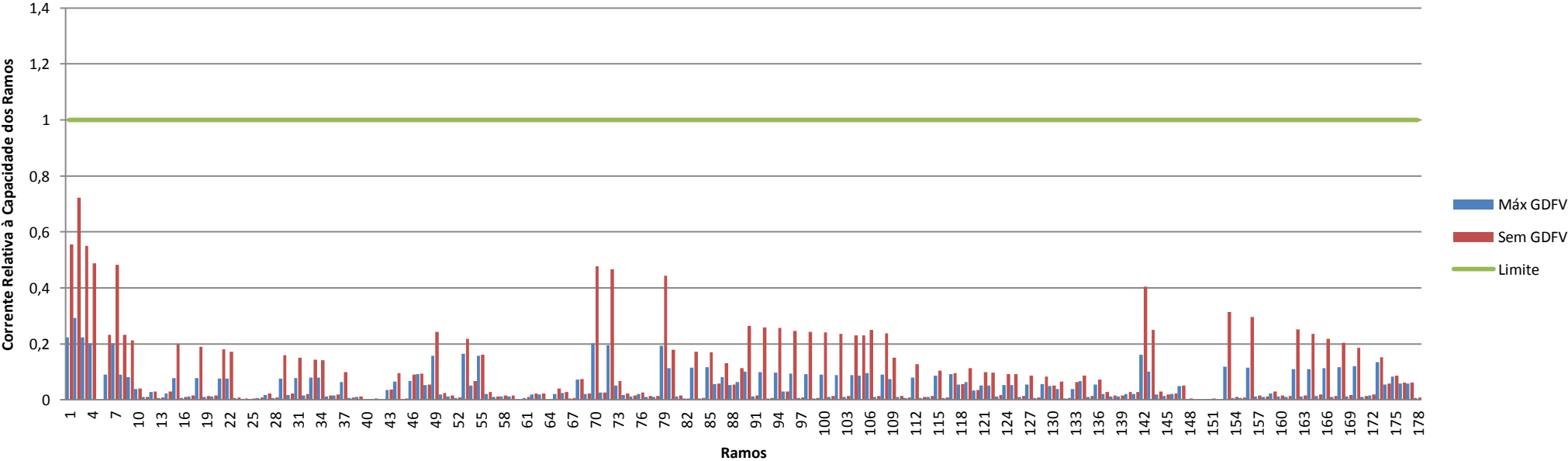
Configuração Base - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



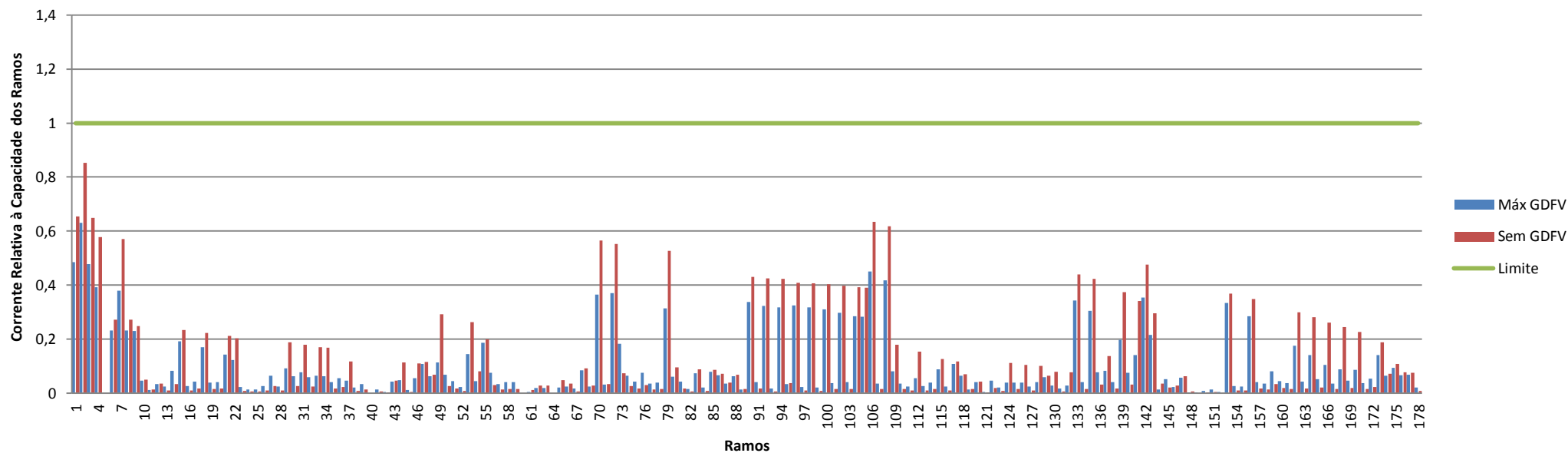
Configuração 6 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Recondutoramento C



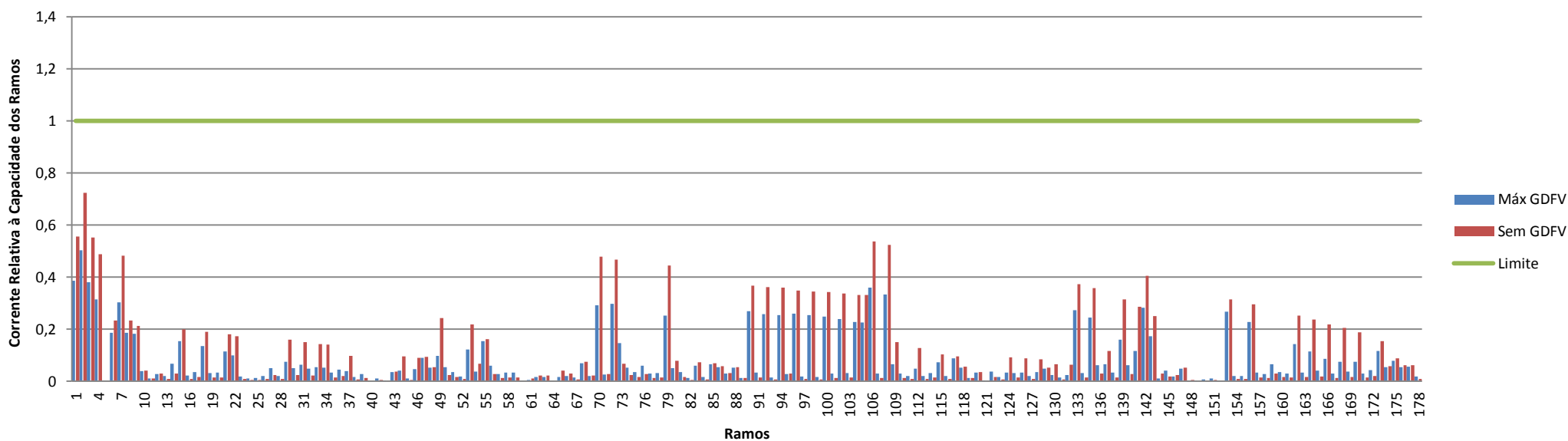
Configuração 6 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



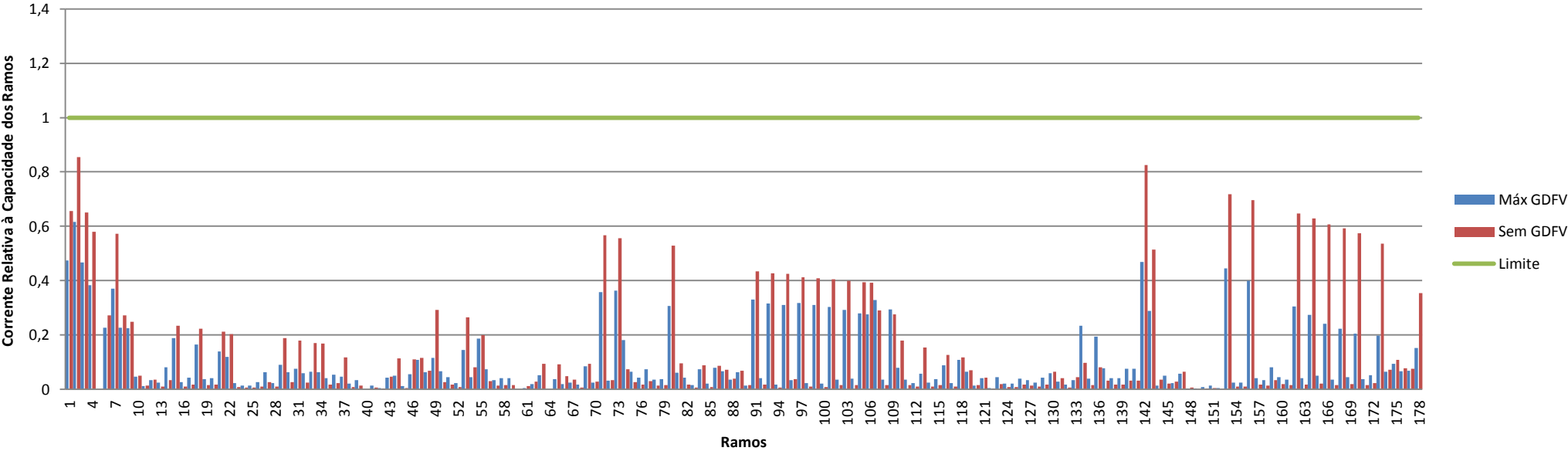
Configuração 7 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



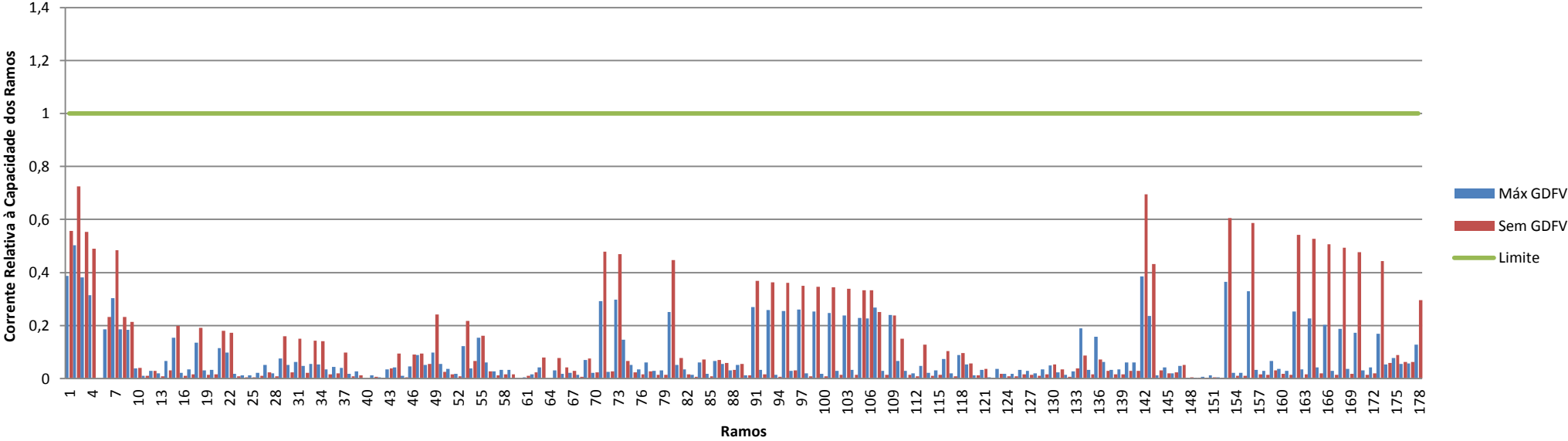
Configuração 7 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



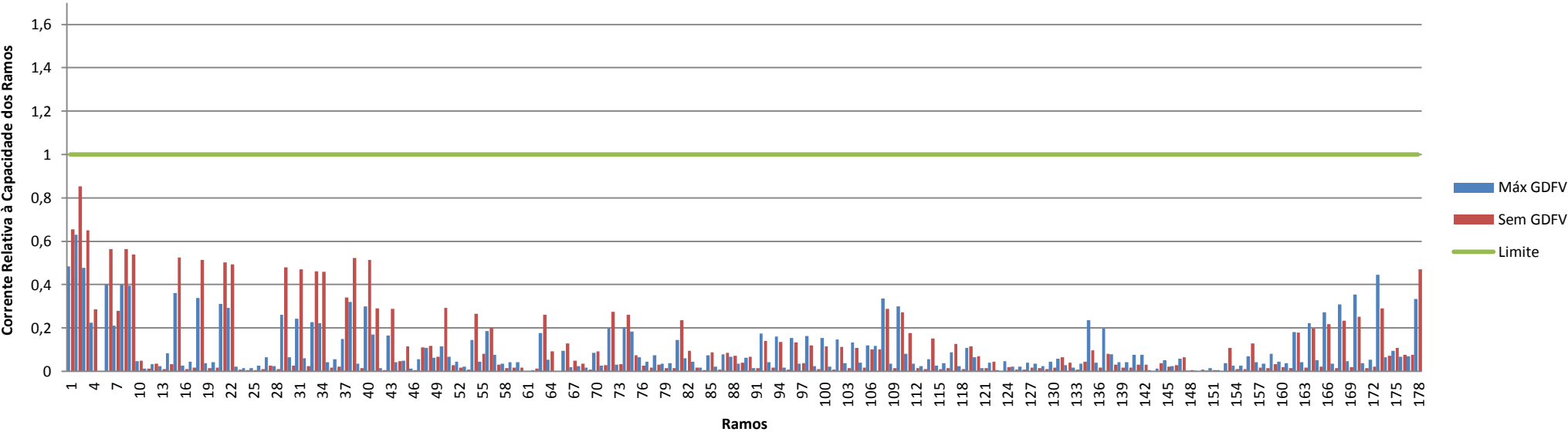
Configuração 8 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



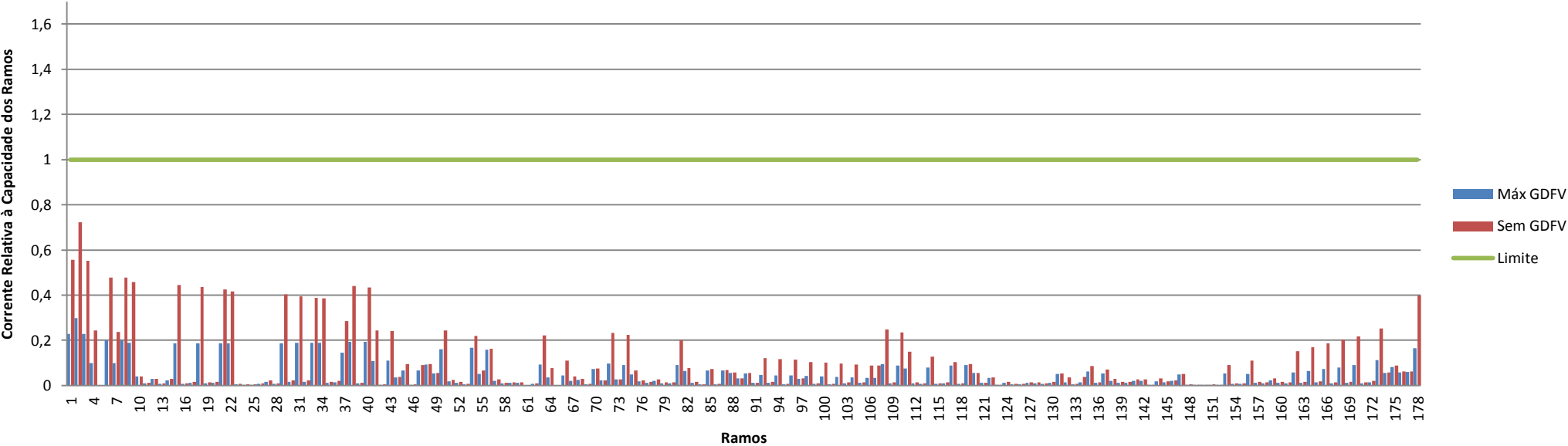
Configuração 8 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



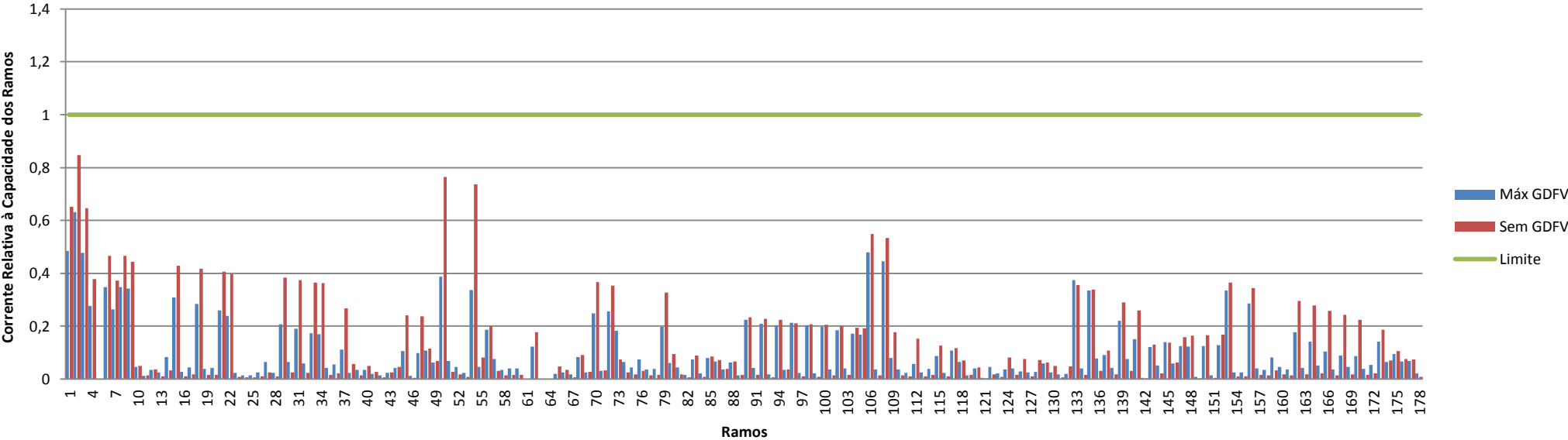
Configuração 10 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



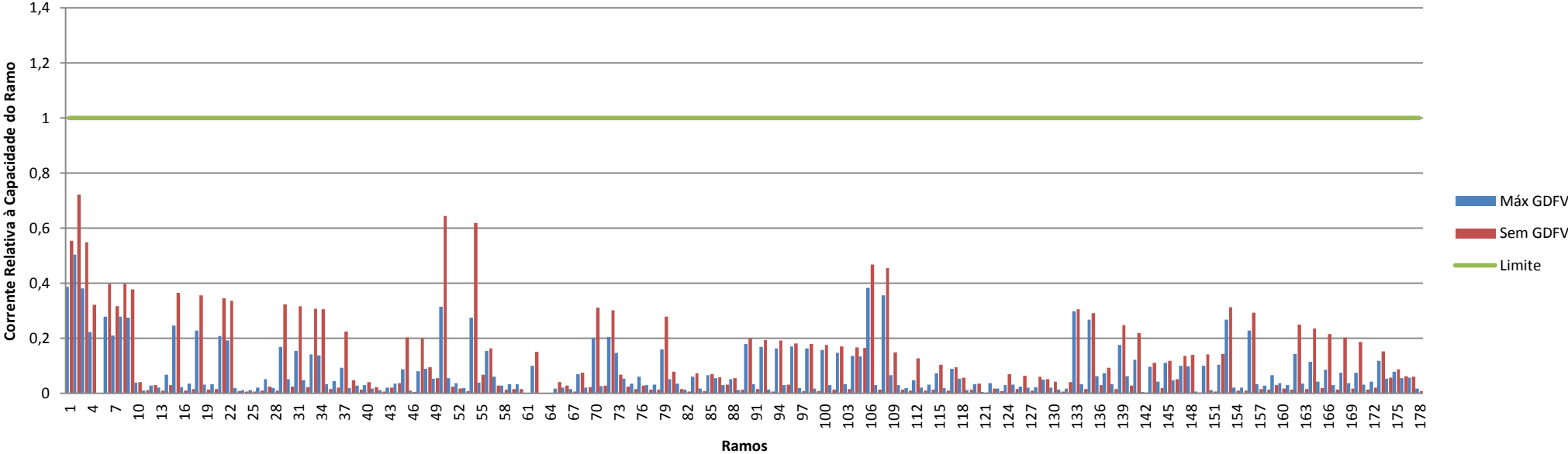
Configuração 10 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,049 pu - Recondutoramento C



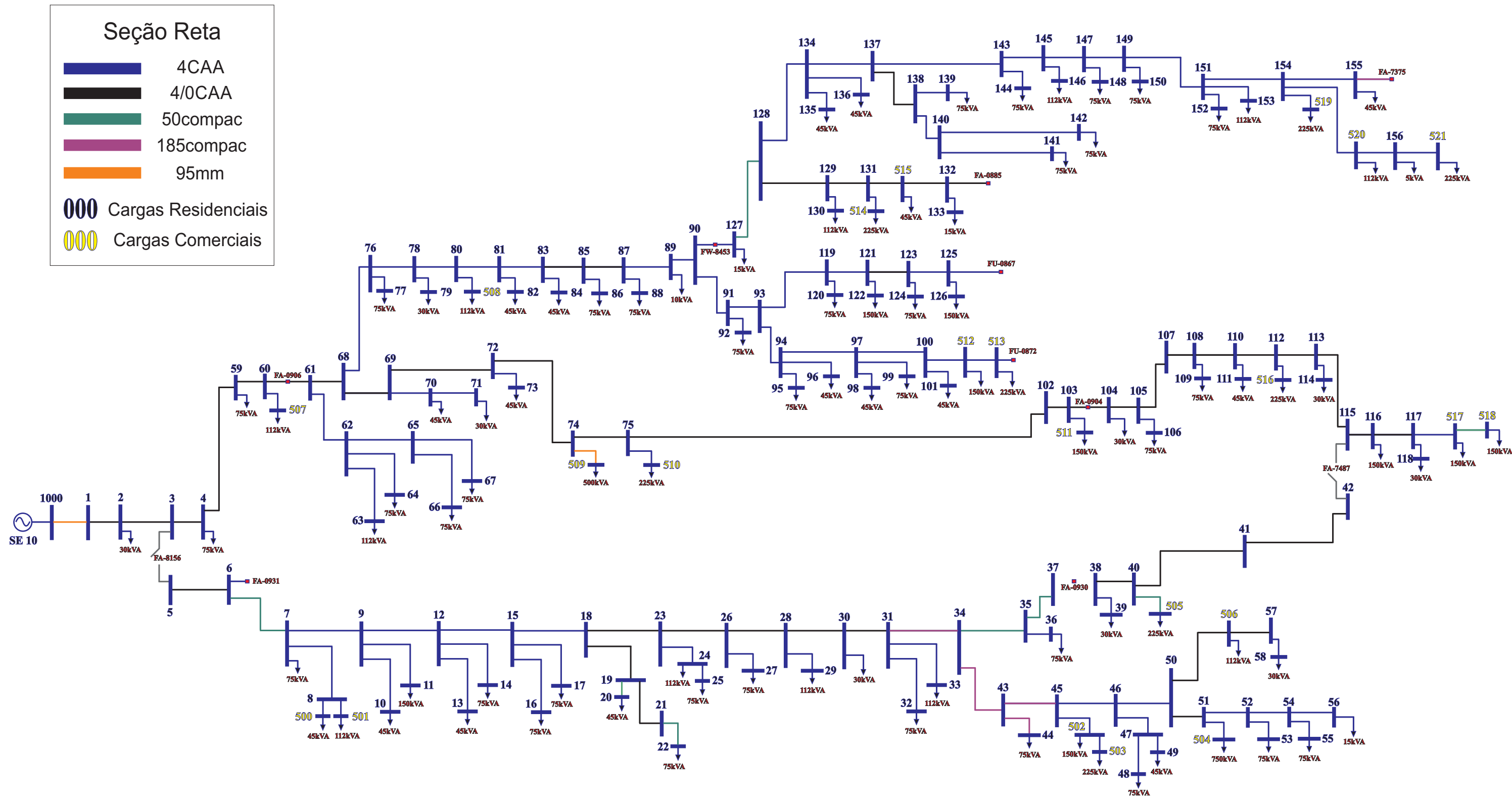
Configuração 12 - Dias Úteis - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



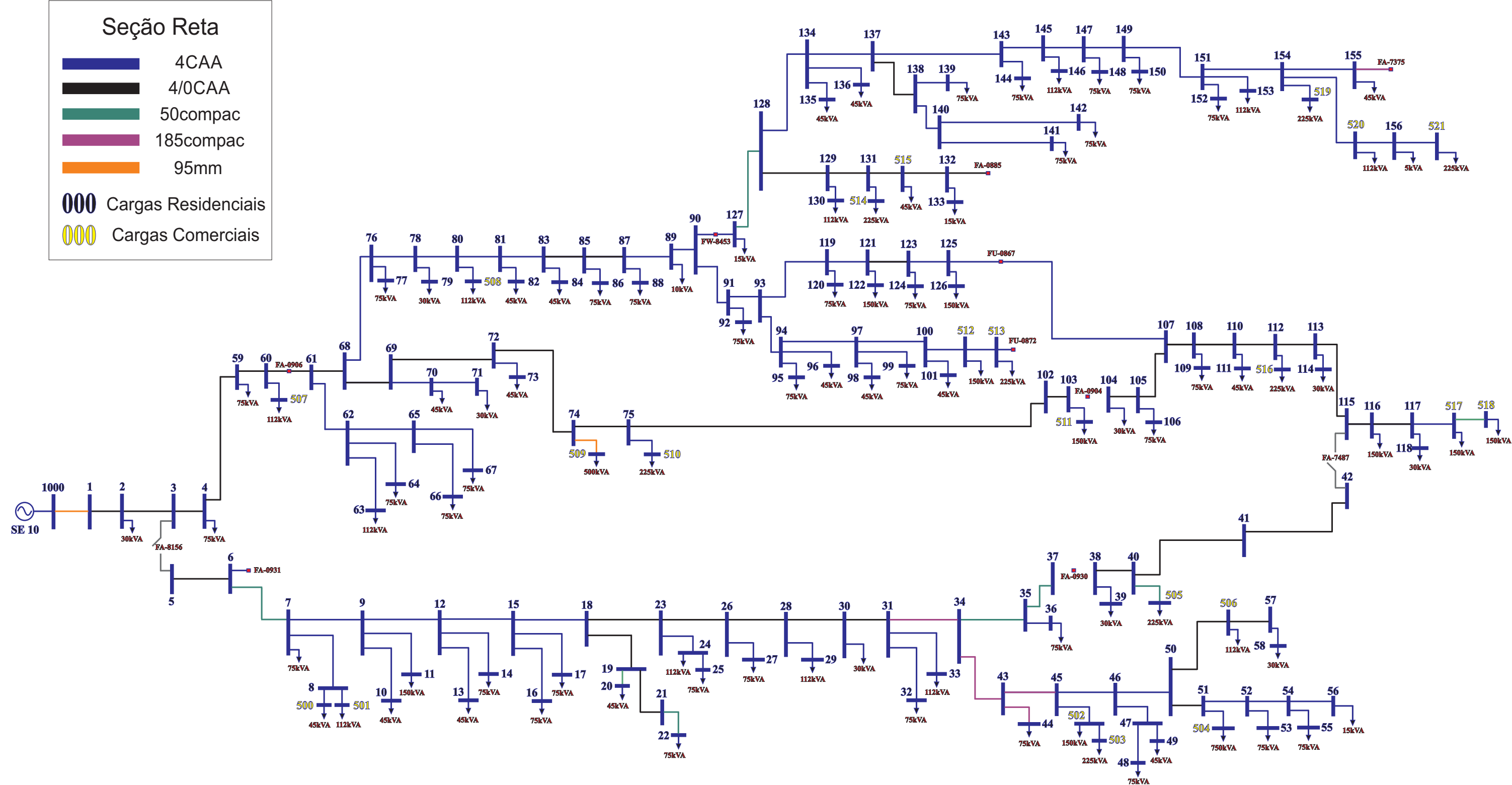
Configuração 12 - Domingo - 89% de Carregamento - Vsaída = 1,04 pu - Recondutoramento C



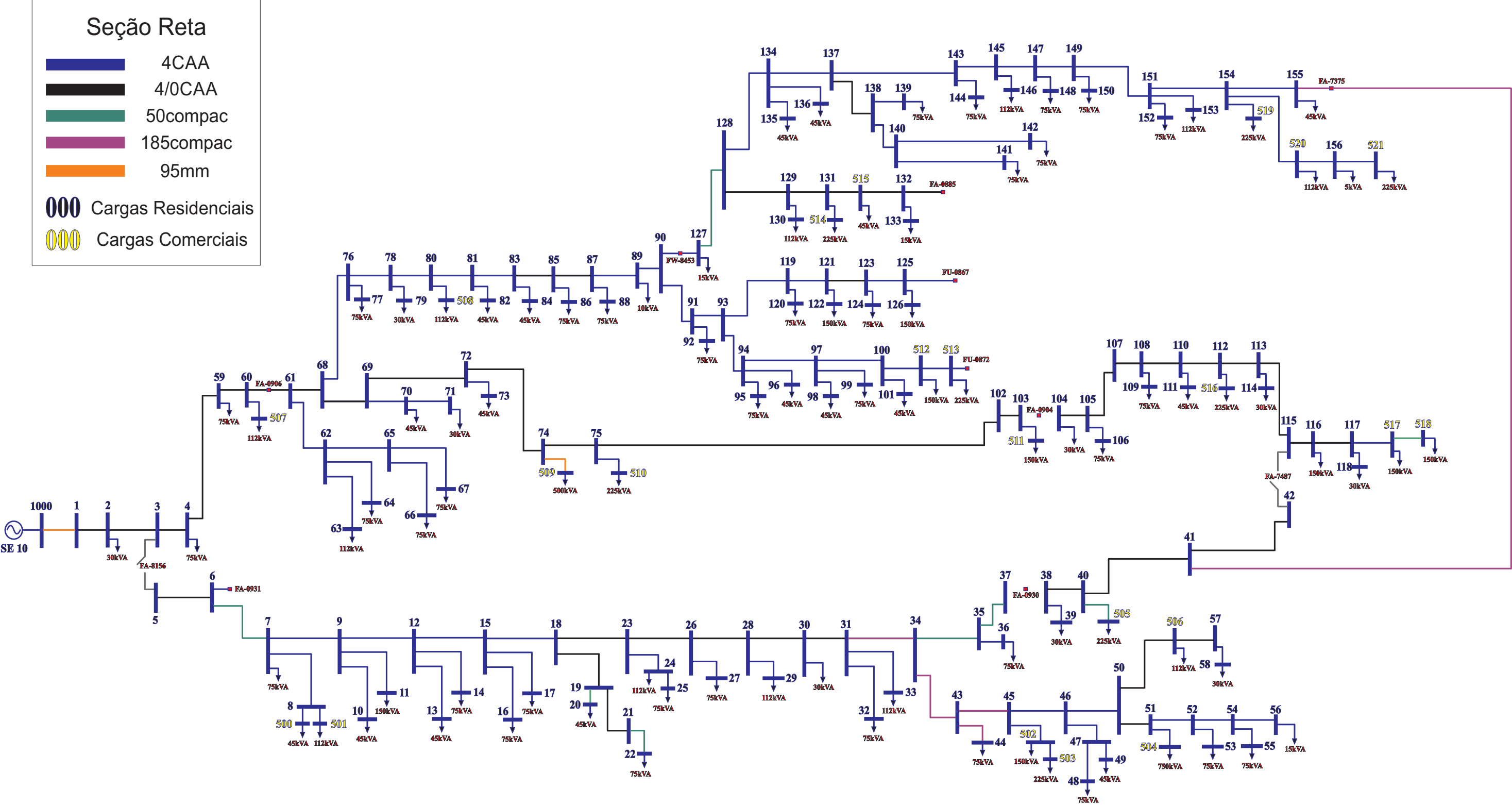
Configuração 6



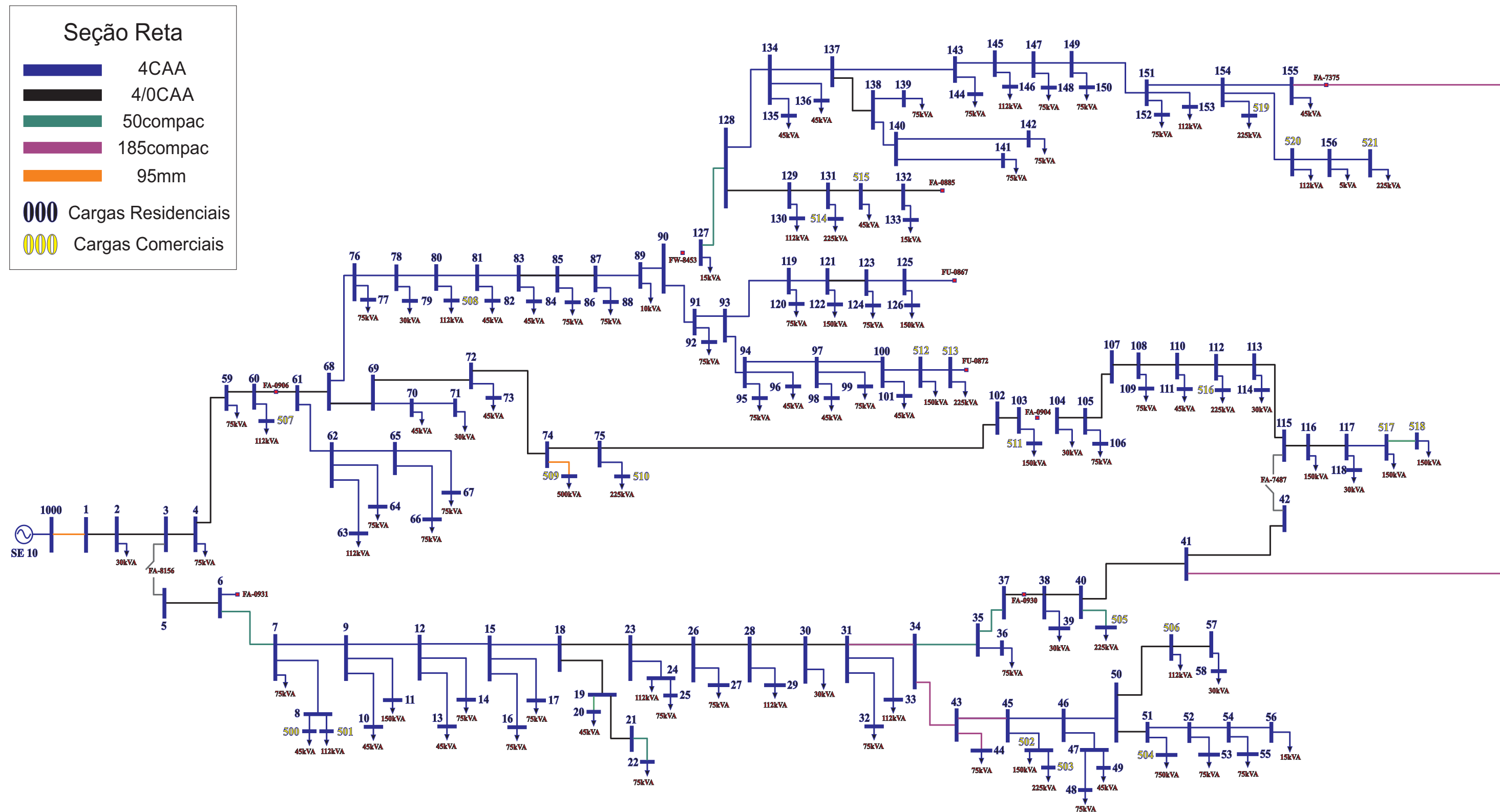
Configuração 7



Configuração 8



Configuração 10



Configuração 12

